

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Análise e desenvolvimento de algoritmo para
diminuição dos tempos de reparação de avarias e
incidentes da rede de distribuição**

César Augusto Costa Santos Miranda Leite

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. Hélder Filipe Duarte Leite
Coorientador: Eng. António Campos Figueiredo

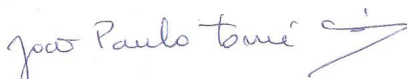
Outubro 2014

A Dissertação intitulada

***“Análise e Desenvolvimento de Algoritmo para Diminuição dos Tempos de
Reparação de Avarias e Incidentes da Rede de Distribuição”***

foi aprovada em provas realizadas em 08-10-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva**
Professor Associado do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

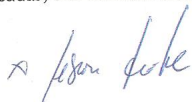


Professor Doutor Sérgio Augusto Pires Leitão
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharias do Escola de Ciências e
Tecnologias da Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro



Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua
exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente
autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou
inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas
usadas, são corretamente citados.



Autor - César Augusto Costa Santos Miranda Leite

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O objetivo deste trabalho consiste na diminuição dos tempos de reparação das avarias na rede de distribuição de energia elétrica. Para alcançar este objetivo foi concebido um algoritmo baseado em métodos de Meta-Heurística.

O algoritmo construído otimiza a alocação das equipas de manutenção corretiva de forma a distribuir mais equitativamente as equipas pelo número de avarias total de toda a rede em estudo. Esta melhor distribuição permite reduzir os tempos de deslocação dos piquetes até ao local do incidente.

Os indicadores de decisão para a alocação das equipas incidiram na probabilidade de ocorrência de incidentes na rede. Para o cálculo desta probabilidade foi utilizado o método de simulação Monte Carlo Cronológico.

De maneira a evitar o não cumprimento dos tempos mínimos de reparação padrão, impostos pelo Regulamento de Qualidade de Serviço, foi necessário impor restrições baseadas na área de cada zona de operação e nas distâncias máximas dentro da mesma.

Além disso, foi estudado o comportamento da otimização das equipas de manutenção no sistema, quando se varia o número de equipas integradas em toda a área de estudo em questão.

Abstract

The objective of this thesis is to decrease the needed time to repair the network of electricity distribution. To achieve this objective an algorithm was constructed with methods based on meta-heuristics.

This algorithm optimizes the allocation of maintenance teams distributing more equitably the maintenance teams for all the faults occurred in the under study system. This better distribution is able to reduce the maintenance corrective team's travel time to the local incident.

Indicators of decision for the apportionment of teams focused on the probability of incidents occurring in the network. To calculate this probability the method of simulation used was sequential Monte Carlo.

To avoid the non-accomplishment with minimum standard repair times, imposed by Regulation Service Quality, it was necessary to impose restrictions based on area of each area of operation, and the maximum distances within the same.

It was also studied the behavior of the optimization of maintenance teams in the system when varying the number of integrated teams across the study area in question.

Résumé

L'objectif de ce travail est la diminution des temps de réparation nécessaires pour les avaries du réseau de distribution d'énergie électrique. Pour atteindre cet objectif il a été construit un algorithme basé en méthodes de meta-heuristiques.

L'algorithme construit optimise l'allocation des équipes de maintenance corrective de façon à mieux distribuer ces équipes par le nombre total de défaillances du système en étude. Cette meilleure répartition permet de réduire les temps de voyage des équipes jusqu'au local de l'incident.

Les indicateurs de décision pour la répartition des équipes ont été axés sur la probabilité d'occurrence d'incidents sur le réseau. Pour calculer cette probabilité a été utilisée la méthode de simulation de Monte Carlo.

Pour éviter le manque de respect des temps minimum standard de réparation exigés par le règlement de qualité de service, il a été nécessaire d'imposer des restrictions basées sur l'aire de chaque zone d'opérations et sur les distances maximales à parcourir dans les mêmes.

A également été étudié le comportement d'optimisation des équipes de maintenance dans le système, quand on change le nombre d'équipes intégrées dans l'aire étudiée.

Agradecimentos

Gostaria, antes de mais, agradecer ao meu orientador, Professor Doutor Hélder Filipe Duarte Leite e ao meu coorientador, Engenheiro António Campos Figueiredo. A confiança depositada em mim, e a constante disponibilidade de ambos para me ajudar foi fundamental para eu conseguir atingir os objectivos propostos.

Agradeço aos meus pais por terem investido e acreditado sempre em mim. Sem eles não seria o que sou hoje e não teria conseguido terminar o meu curso superior.

Agradeço à empresa REDE Empresas de Energia ACE, que pela mão do Engenheiro António Campos Figueiredo, permitiu que utilizasse as suas instalações e recursos para desenvolver este trabalho. Quero também deixar uma palavra de agradecimento a todos os funcionários desta empresa que sempre se mostraram disponíveis em ajudar-me, entre eles um especial obrigado ao Engenheiro Carlos Ferreira, Teresa Gaio, João Figueiredo, Cristiano Pereira, Inês Ângelo, Elisabete Branco, Filomena Ferreira, Mauro Cerdeira, Nuno Rodrigues, Ana Xavier, Nelson Marques, Susana Tavares, João Abreu e Alcino Gonçalves.

Quero também agradecer à Luciana Martins, ao Luís Dragão Ribeiro e à Roberta Ruivo pela ajuda prestada na elaboração deste trabalho.

*“Deixa o futuro dizer a verdade, e avaliar cada um
de acordo com seus trabalhos e conquistas.”*

Nikola Tesla

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Résumé	ix
Agradecimentos.....	xi
Índice	xv
Lista de Figuras	xix
Lista de Tabelas	xxi
Abreviaturas e Símbolos	xxiii
Capítulo 1	1
Introdução	
1.1 - Motivação e Objetivos	1
1.2 - Estrutura da Dissertação	1
Capítulo 2	3
Motivação para uma contínua melhoria da Qualidade de Serviço do Sistema Elétrico de Energia em 2014	
2.1 - Regulamento da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico: edição 2013.....	3
2.1.1- Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço do Sector Elétrico	4
2.1.2- Indicadores Individuais de Qualidade de Serviço do Sector Elétrico.....	6
2.1.3- Interrupções do fornecimento de energia	7
2.1.4- Qualidade da energia elétrica	8
2.1.5- Compensações económicas.....	9
2.1.5.1 - Valor das compensações relativas à continuidade de serviço	9
2.2 - Caderno de Encargos da Operadora da Rede de Distribuição de Energia (EDP - Distribuição SA)	11
2.3 - Equipas de Manutenção Corretiva - Piquetes	11
Capítulo 3	15
Análise da Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia: revisão de metodologias	

3.1	- Metodologias de Análise da Fiabilidade de Sistemas Elétricos de Energia	15
3.1.1	- Análise Determinística versus Análise Probabilística	16
3.1.2	- Análise probabilística de um sistema elétrico de energia	17
3.2	- Monte Carlo Cronológico	18
3.2.1	- Índices de Confiabilidade do Método de Monte Carlo Cronológico	19
3.2.2	- Taxa de Avaria de um Componente	20
3.2.3	- Tempo médio de funcionamento e avaria de um componente.....	21
3.2.4	- Metodologia de Funcionamento do Método de Simulação Monte Carlo Cronológico ...	23
3.3	- Modelos para Otimização do Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição	23
3.3.1	- Geração da População	25
3.3.2	- Avaliação da População	25
3.3.3	- Seleção dos Indivíduos.....	26
3.3.4	- Reprodução e Mutação da População	26
3.3.5	- Reavaliação das Populações	26
3.4	- Resumo	26

Capítulo 429

Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição de Energia Elétrica		
4.1	- Concelhos Administrativos.....	29
4.2	- Clientes de Energia Elétrica	30
4.3	- Distâncias entre Concelhos Administrativos	31
4.4	- Área dos Concelhos Administrativos.....	32
4.5	- Rede de Distribuição de Energia Elétrica.....	33
4.6	- Histórico de Avarias nos Concelhos Administrativos	35
4.6.1	- Classificação de Incidentes	36
4.6.1.1	- Avaria do Tipo Iluminação Pública (IP).....	36
4.6.1.2	- Avaria do Tipo Anomalia de Rede (AR)	36
4.6.1.3	- Avaria do Tipo Cliente Particular (IU)	37
4.6.1.4	- Avaria do Tipo Cliente Coletivo (IC)	37
4.6.1.5	- Avaria do Tipo Baixa Tensão (B).....	37
4.6.1.6	- Avaria do Tipo Transformador (T)	37
4.6.1.7	- Avaria do Tipo Média Tensão (MT)	37
4.6.2	- Número de Avarias por Concelho	37
4.6.3	- Rácio de Avarias	38
4.7	- Número de Avarias Esperado por Simulação Utilizando o Método de Monte Carlo Cronológico	41
4.8	- Distribuição das Equipas de Manutenção Corretiva	42
4.8.1	- Indicadores de Comparação entre as Equipas de Manutenção Corretiva	44
4.8.2	- Nova Organização das Equipas de Manutenção Corretiva Utilizando o Algoritmo de Decisão.....	46
4.8.3	- Comparação do Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva Determinado por Simulação com o Escalonamento Inicial.....	50
4.9	- Resumo	53

Capítulo 555

Análise de resultados da variação do número de Equipas de Manutenção Corretiva		
5.1	- Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição de Energia Elétrica	56

5.1.1- Análise do Aumento de Equipas de Manutenção com Limitação do Número de Equipas por Concelho	56
5.1.2- Análise do Aumento de Equipas de Manutenção sem Limitação do Número de Equipas por Concelho	60
5.2 - Determinação da Sede das Equipas.....	65
5.3 Resumo	66
Capítulo 6	67
Conclusões e Perspectivas de Trabalho Futuro	
6.1 - Principais Conclusões	67
6.2 - Perspetivas de Trabalho Futuro	68
Referências	69
Anexo A	71
Anexo B.....	73

Lista de Figuras

Figura 3.1 - Diagrama de Markov de um componente em dois estados, com representação das transições, bem como da probabilidade de abandonar ou permanecer no estado.	18
Figura 3.2 - Curva típica da taxa de avaria de um componente elétrico[9].....	21
Figura 3.3 - Comportamento discreto dos componentes ao longo do seu ciclo de vida.[13]	22
Figura 4.1 - Área de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.	43
Figura 4.2 - Número de clientes de cada zona de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.	45
Figura 4.3 - Área (km ²) da zona de operação de cada equipa existente no panorama atual do caso de estudo.	45
Figura 4.4 - Número de linhas de MT (km) de cada área de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.	45
Figura 4.5 - Histórico do número de avarias dos anos 2011, 2012 e 2013 das zonas de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.	46
Figura 4.6 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 20 equipas com restrição do número de equipas por concelho.	47
Figura 4.7 - Número de avarias simulado pelo método Monte Carlo Cronológico de cada zona de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.	48
Figura 4.8 - Área das zonas de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.	48
Figura 4.9 - Número de clientes das zonas de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.	49
Figura 4.10 - Histórico do número de avarias em cada zona de operação das equipas alocadas na simulação com restrição do número de equipas por concelho.	49
Figura 4.11 - Desfasamento dos valores do número de clientes em relação à média total de cada equipa. A azul o caso atual e a vermelho a simulação.	51
Figura 4.12 - Desfasamento do número de avarias simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico em cada zona de operação das equipas. A azul está representado a situação atual, a vermelho a simulação.....	51
Figura 4.13 - Desfasamento da área em relação à média total das zonas de operação das equipas. A azul o caso atual e a vermelho a simulação.....	51

Figura 4.14 - Desfasamento do número de avarias do histórico em relação à média total das zonas de operação das equipas. O azul representa o caso atual e o vermelho a simulação.....	52
Figura 5.1 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 21 equipas com restrição do número de equipas por concelho.....	57
Figura 5.2 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 22 equipas com restrição do número de equipas por concelho.....	58
Figura 5.3 - Desfasamento das avarias simuladas pelo método Monte Carlo Cronológico em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.	59
Figura 5.4 - Desfasamento do número de clientes em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.	59
Figura 5.5 - Desfasamento do número de avarias do histórico em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.....	59
Figura 5.6 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho.....	62
Figura 5.7 - Desfasamento do número de avarias simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico em relação à média, das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.	63
Figura 5.8- Desfasamento da área em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22equipas.	63
Figura 5.9 - Desfasamento do número de clientes em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.	64
Figura 5.10 - Desfasamento do histórico de avarias em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.	64

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Valores máximos admissíveis dos indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI por cada zona.[4]	5
Tabela 2.2 Valores máximos admissíveis dos indicadores SAIFI e SAIDI por cada zona.[4].....	6
Tabela 2.3 Número máximo de interrupções admissíveis por ano.[4].....	6
Tabela 2.4 Duração máxima admissível das interrupções por cliente em horas.[4]	6
Tabela 2.5 - Tempo de início da reparação em horas.[4]	6
Tabela 2.6 - Causas dos tipos de interrupções.	7
Tabela 4.1 - Concelhos pertencentes ao caso de estudo.	30
Tabela 4.2 - Número e tipo de clientes de cada concelho.[21]	30
Tabela 4.3 - Área dos concelhos em km ² . [22].....	33
Tabela 4.4 - Número de PT's e quilómetros das linhas de MT e BT.	34
Tabela 4.5 - Número de incidentes durante o período de 2011, 2012 e 2013.	38
Tabela 4.6 - Rácio total dos diferentes indicadores de decisão.....	39
Tabela 4.7 - Variação do rácio dos diferentes indicadores presentes em cada concelho.	40
Tabela 4.8 - Número de avarias por ano e probabilidade de ocorrência de avarias num dia em cada concelho, simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico.	41
Tabela 4.9 - Concelhos e sede pertencentes a cada zona de operação.....	43
Tabela 4.10 - Área, nº de clientes, rede de MT (km) e histórico de avarias das zonas de operação de cada equipa.	44
Tabela 4.11 - Resultado da alocação das equipas em zonas de operação.	46
Tabela 4.12 - Somatório dos valores absolutos dos desvios dos indicadores referentes às zonas de operação de cada equipa do caso atual e da simulação.	52
Tabela 5.1 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 21 equipas.....	56
Tabela 5.2 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 22 equipas.....	57
Tabela 5.3 - Somatório dos valores absolutos dos desvios dos indicadores de cada equipa.	60
Tabela 5.4 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 21 equipas e sem restrição do número de equipas por concelho.	61
Tabela 5.5 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho.	61
Tabela 5.6 - Somatório do valor absoluto dos desvios dos indicadores das simulações sem restrição do número de equipas por concelho.	64
Tabela 5.7 - Sede e zona de operação de cada equipa.	65
Tabela A.1 - Coordenadas Geográficas do centro dos concelhos.	71

Tabela B.1 - Valores do valor esperado, variância, beta, probabilidade de ocorrência de pelo menos uma avaria num dia e número de avarias previsto por ano em cada concelho	73
--	----

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

EDP	Energias de Portugal
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
RQS	Regulamento de Qualidade de Serviço
MT	Média Tensão
BT	Baixa Tensão
AT	Alta Tensão
SEE	Sistema Elétrico de Energia
PT	Posto de Transformação
MCC	Monte Carlo Cronológico
TIEPI	Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index

Capítulo 1

Introdução

A rede de distribuição de energia elétrica é um sistema de grande dimensão e complexidade. Existe nos dias de hoje uma grande preocupação para que a ocorrência de avarias que provoquem o não fornecimento de energia seja minorado ao máximo. Apesar de todos os investimentos neste sentido, haverá sempre fatores não controlados pelo homem, que originam avarias.

É da conveniência de todas as partes envolvidas no sistema de distribuição de energia, que todos os problemas ocorridos na rede sejam resolvidos com a maior brevidade possível. Para que os operadores da rede não sofram penalizações impostas pela legislação, existe a necessidade de resolver todos os incidentes dentro dos tempos mínimos padrão impostos.

1.1 - Motivação e Objetivos

O objetivo deste trabalho é o estudo da organização das equipas de manutenção corretiva da rede de distribuição de energia de forma a minorar os tempos de reparação dos incidentes. Para isso será construído um algoritmo para o escalonamento das equipas de forma a que haja uma melhor distribuição das mesmas segundo uma determinada área geográfica.

1.2 - Estrutura da Dissertação

A presente dissertação está dividida em 6 capítulos.

O Capítulo 1 introduz o tema a ser abordado no presente trabalho e quais os principais objetivos e motivações.

No Capítulo 2 estão descritos os principais regulamentos de qualidade de serviço regulados pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). Estão também presentes

os indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço que importam conhecer-se para a realização deste trabalho. Por fim é dado a conhecer a função do caderno de encargos da operadora da rede de distribuição de energia (EDP Distribuição SA), assim como a função das equipas de manutenção corretiva.

O Capítulo 3 aborda a questão da fiabilidade do sistema elétrico de energia e sua importância para a determinação das zonas mais suscetíveis a ocorrer avarias. Nesta secção é dada uma maior importância ao método de Monte Carlo Cronológico. É também descrito o método baseado em meta-heurística, utilizado para a construção de um algoritmo de escalonamento de equipas na área de estudo em questão.

O Capítulo 4 descreve ao pormenor todo o caso utilizado como base de estudo para a elaboração deste trabalho. A divisão geográfica, e as características de cada uma das divisões, assim como a forma como se classificam os tipos de incidentes são alguns dos tópicos que podem ser encontrados. No final é realizada uma primeira simulação para otimizar a distribuição das equipas de manutenção corretiva.

O Capítulo 5 demonstra as várias estratégias possíveis na otimização das equipas de manutenção corretiva, descrevendo as vantagens e desvantagens das diferentes possibilidades.

O Capítulo 6 é dedicado à organização de todas as conclusões retiradas em todo o processo e na identificação de perspetivas que podem ser abordadas e estudadas no futuro.

Capítulo 2

Motivação para uma contínua melhoria da Qualidade de Serviço do Sistema Elétrico de Energia em 2014

A qualidade de serviço prestada pelos operadores das redes elétricas e pelos comercializadores aos clientes é composta por indicadores de carácter geral e individual. Os operadores procuram caracterizar o desempenho do fornecimento de energia elétrica de forma a garantir um nível mínimo de qualidade (padrão).

Neste capítulo encontram-se descritos os regulamentos de qualidade de serviço do sector elétrico relevantes para o estudo da organização das equipas de manutenção corretiva. Também será abordado o caderno de encargos da operadora da rede de distribuição (EDP - Distribuição SA). Por fim é exposto a organização e atuação das equipas de manutenção corretiva.

2.1 - Regulamento da Qualidade de Serviço do Sector Elétrico: edição 2013

Uma contínua melhoria da qualidade de serviço do sector elétrico é algo fundamental tanto para satisfazer o bem-estar e necessidades das populações, como para o desenvolvimento da atividade económica, em condições próximas das existentes em outros países. Só assim é possível garantir que o funcionamento das empresas instaladas e outras que pretendam-se instalar no país, não sofram consequências negativas devido a uma má qualidade de serviço elétrico[1].

Todos os intervenientes do setor elétrico em Portugal são responsáveis pelo devido cumprimento de obrigações a que o serviço público de comercialização de energia elétrica está sujeito. Entre várias obrigações destacam-se: (i) a segurança, a regularidade e a

qualidade do seu abastecimento; (ii) a garantia da universalidade de prestação do serviço; (iii) a garantia da ligação de todos os clientes à rede e (iv) a proteção dos consumidores designadamente quanto a tarifas e preços[2].

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é uma entidade de direito público, dotada de autonomia administrativa e financeira. Esta entidade é responsável por regular os sectores do gás natural e da eletricidade. A ERSE é independente no exercício das suas funções, no quadro da lei, e tem como missão proteger os interesses dos consumidores, principalmente os economicamente mais vulneráveis em relação a preços, qualidade de serviço, acesso à informação e segurança de abastecimento[3].

Os operadores da rede energética em Portugal e os comercializadores da eletricidade estão sujeitos à regulamentação do serviço prestado aos seus clientes. Esta regulamentação pode ser encontrada no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS). O RQS está dividido em: (i) Qualidade de serviço técnico; (ii) Qualidade de serviço comercial.

O RQS define regras e procura garantir um nível mínimo de qualidade de serviço prestada aos clientes, para isso as regras lá definidas pretendem atribuir competências, responsabilidades e obrigações às entidades envolvidas no sector elétrico, definir indicadores e padrões de qualidade de serviço e incumbir e responsabilizar essas mesmas entidades a pagar compensações quando os indicadores não forem cumpridos.

Os valores dos indicadores de qualidade de serviço variam com o nível de tensão da rede elétrica. Já os valores dos padrões de qualidade de serviço variam não só com o nível de tensão a que os clientes estão ligados à rede mas também com a zona geográfica em que o cliente se situa.

Para o estabelecimento de padrões de qualidade de serviço são consideradas 3 tipos diferentes de zonas:

- Zona A - Capitais de Distrito e localidades com mais de 25000 clientes.
- Zona B - Localidades com um número de clientes entre os 2500 e 25000.
- Zona C - Os restantes locais.

De maneira a exprimir a Qualidade de Serviço de uma forma analítica, é importante conhecer-se os valores dos Indicadores de Qualidade de Serviço do Sector Elétrico. Estes são divididos em indicadores gerais e individuais.

2.1.1 - Indicadores Gerais de Qualidade de Serviço do Setor Elétrico

Os indicadores gerais para a rede de distribuição, descrevem o nível de desempenho calculado para a totalidade dos clientes abrangidos. Para o presente trabalho os indicadores relevantes são:

- TIEPI - Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada.
- SAIFI - System Average Interruption Frequency Index.
- SAIDI - System Average Interruption Duration Index.

Estes três indicadores são aplicados para a média tensão enquanto que na baixa tensão apenas se aplicam os indicadores SAIDI e SAIFI[4]. Os indicadores podem ser calculados utilizando as seguintes fórmulas:

$$\text{TIEPI (minutos)} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij} PI_j}{\sum_{j=1}^k PI_j} \quad (2.1)$$

em que,

DI_{ij} - duração da interrupção longa i no ponto de entrega j , em minutos.

PI_j - potência instalada no ponto de entrega, em kVA.

k - quantidade total de pontos de entrega da rede de distribuição.

x - número de interrupções longas no ponto de entrega j .

$$\text{SAIDI (minutos)} = \frac{\sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^x DI_{ij}}{k} \quad (2.2)$$

em que,

DI_{ij} - duração da interrupção longa i no ponto de entrega j , em minutos.

k - quantidade total de pontos de entrega da rede de distribuição.

x - número de interrupções longas no ponto de entrega j , no período considerado.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{j=1}^k FI_j}{k} \quad (2.3)$$

em que,

FI_j - número total de interrupções longas no ponto de entrega j no período considerado.

k - quantidade total de pontos de entrega do operador da rede de distribuição.

As interrupções são consideradas como de longa duração quando ocorrem por mais de 3 minutos. Os valores padrão da qualidade de serviço para as zonas A,B e C na média e baixa tensão podem ser consultados nas Tabelas 2.1 e 2.2.

Tabela 2.1 - Valores máximos admissíveis dos indicadores TIEPI, SAIFI e SAIDI por cada zona[4].

Indicadores MT	Zona QS		
	A	B	C
TIEPI (h)	2	4	10
SAIFI (nº)	3	5	7
SAIDI (h)	3	4	7

Tabela 2.2 Valores máximos admissíveis dos indicadores SAIFI e SAIDI por cada zona[4].

Indicadores BT	Zona QS		
	A	B	C
SAIFI (nº)	3	5	7
SAIDI (h)	3	5	8

Os indicadores gerais procuram caracterizar o desempenho das empresas para o conjunto dos seus clientes. De forma a garantir o nível de qualidade de serviço mínimo padrão a cada cliente, é necessário determinar os valores dos índices individuais em cada ponto de entrega de energia.

2.1.2 - Indicadores Individuais de Qualidade de Serviço do Sector Elétrico

Os valores padrão para os indicadores individuais de qualidade de serviço para incidentes de longa duração, ou seja, incidentes com duração superior a 3 minutos, incidem sobre o número de interrupções por ano e por cliente, a duração das interrupções por ano e por cliente e o tempo de início da reparação.

Estes valores são especificados para cada tipo de zona (A, B e C) e por nível de tensão (Alta Tensão - (AT), Média Tensão (MT) e Baixa Tensão (BT)). É possível visualizar estes valores nas Tabelas 2.3, 2.4 e 2.5.

Tabela 2.3 Número máximo de interrupções admissíveis por ano[4].

Zona	Clientes		
	AT	MT	BT
A	6	8	10
B	6	12	15
C	6	18	20

Tabela 2.4 Duração máxima admissível das interrupções por cliente em horas[4].

Zona	Clientes		
	AT	MT	BT
A	3	4	6
B	3	8	10
C	3	12	17

Tabela 2.5 - Tempo de início da reparação em horas[4].

Zona	Cliente BT	Clientes Prioritários	Outros Clientes
A	4	3	4
B	4	3	4
C	5	3	4

2.1.3 - Interrupções do fornecimento de energia

Uma interrupção é definida como uma falta de fornecimento de energia a uma estrutura da rede ou à instalação do cliente. O início de uma interrupção é considerado a partir do momento em que a tensão de alimentação no Ponto de Entrega seja inferior a 5% do valor da tensão declarada em todas as fases[5].

As interrupções podem ser do tipo “Previstas” ou “Acidentais”. As interrupções previstas são efetuadas por acordo prévio com os clientes ou por razões de serviço ou interesse público. Os clientes devem ser informados com uma antecedência mínima fixada no RQS. As restantes interrupções são consideradas como Acidentais.

Tabela 2.6 - Causas dos tipos de interrupções.

Tipo	Causas
Previstas	Razões de interesse público
	Razões de serviço
	Facto imputável ao cliente
	Acordo com o cliente
	Outras redes ou instalações
Acidentais	Razões de segurança
	Casos fortuitos
	Casos de força maior
	Próprias
	Outras redes ou instalações

A razão de uma interrupção, no caso de se reunirem condições especiais, pode ser considerado como um evento excecional. Para ser considerado de evento excecional, o evento deve reunir cumulativamente as seguintes características:

- Baixa probabilidade de ocorrência do evento ou das suas características;
- Provoquem uma significativa diminuição da qualidade de serviço prestada;
- Não seja razoável, em termos económicos, que os operadores de redes, comercializadores, comercializadores de ultimo recurso ou, no caso das RAA¹ e RAM², os produtores evitem a totalidade das suas consequências;
- O evento e as suas consequências não sejam imputáveis aos operadores de rede, comercializadores, comercializadores de ultimo recurso ou, no caso das RAA e RAM, aos produtores;

¹ RAA - Região Autónoma dos Açores.

² RAM - Região Autónoma da Madeira.

Um evento excecional só pode ser considerado como tal, após aprovação pela ERSE, depois de um pedido fundamentado por parte da operadora de redes ou comercializadores. Estes pedidos não podem ser deferidos de forma tácita pela ERSE.

A classificação de um evento como excecional permite a identificação do contributo específico deste evento nos indicadores de qualidade de serviço, e assim não há contributo destes indicadores para efeitos de comparação com os respetivos padrões. Desta forma não são pagas indemnizações por não cumprimentos dos padrões individuais de qualidade de serviço.

Atualmente, a qualidade de serviço não se prende apenas pela contabilização do número e duração das interrupções. É importante também monitorizar a qualidade da onda de tensão entregue aos clientes.

2.1.4 - Qualidade da energia elétrica

A qualidade da forma de onda da tensão é algo que pode ser difícil de parametrizar. Devido ao facto de que os diferentes consumidores possuem equipamentos com diferentes necessidades quanto à qualidade da onda de tensão, é também normal que estes avaliem de forma diferente a qualidade da energia elétrica.

É impossível controlar as correntes absorvidas pelos consumidores. A natureza das cargas de cada cliente são também responsáveis pela deterioração da forma de onda da tensão, sendo a qualidade da onda não apenas responsabilidade dos operadores das redes de transporte e distribuição mas também dos consumidores finais[6].

Os operadores das redes de transporte e distribuição devem monitorizar as características da onda de tensão num conjunto de pontos selecionados nas respetivas redes. Para procurarem assegurar uma melhor qualidade de serviço, as características da tensão que devem ser monitorizadas em cada ponto pré-especificado devem ser:

- Frequência
- Valor eficaz da tensão
- Cavas de tensão
- Flicker
- Desequilíbrio do sistema trifásico de tensões
- Distorção harmónica

Para que haja um melhor controlo sobre a qualidade de serviço da rede nacional de distribuição, o RQS exige que sejam monitorizados permanentemente no mínimo um barramento de MT em 40 subestações AT/MT. O número de subestações AT/MT a serem monitorizadas permanentemente deve registar um crescimento anual mínimo de 7 subestações AT/MT.

As subestações não abrangidas por monitorização permanente, devem ser monitorizadas de forma periódica, para que sejam registados os valores da qualidade da energia elétrica. Os períodos mínimos de monitorização são de um ano.

O não cumprimento dos valores especificados pelo RQS de qualquer um dos indicadores de qualidade de serviço visualizados nas alíneas anteriores, podem levar ao pagamento de compensações económicas.

2.1.5 - Compensações económicas

As compensações económicas ligadas às perturbações da Qualidade de Serviço são uma forma de incentivar as empresas operadoras das redes de transporte e distribuição a investirem na melhoria das condições técnicas de operação e serviço.

Os custos inerentes a prejuízos obtidos por deficiências da qualidade de serviço podem ser separados em custos diretos, indiretos e prejuízos não materiais. Os custos diretos inserem-se naqueles que de forma direta são atribuídos a uma perturbação da Qualidade da Energia. Exemplos deste tipo de custos são os danos em equipamentos, perda de produção ou perda de matéria-prima.

Os custos indiretos estão associados à perda de clientes. O não cumprimento de prazos de entrega de um produto devido a paragens na produção, pode levar ao cancelamento de encomendas futuras. Os custos não materiais são aqueles que não expressam perdas monetárias mas sim em incómodo para as pessoas. Um exemplo deste tipo de custo é quando o cliente é impossibilitado de usufruir do funcionamento de um equipamento em sua casa[7].

Os consumidores possuem o direito a receber compensações económicas sempre que se verifique o não cumprimento dos valores padrão da Qualidade de Serviço. As respetivas compensações a pagar pelo incumprimento por parte dos distribuidores vinculados variam de acordo com a zona geográfica onde se localiza a instalação afetada.

2.1.5.1 - Valor das compensações relativas à continuidade de serviço

De acordo com o RQS, as compensações pagas devido ao não cumprimento dos padrões individuais de qualidade de serviço relativos à continuidade de serviço, devem ser informadas e pagas na faturação do primeiro trimestre seguinte ao do ano civil em que se verificou o direito a compensação. A valor das compensações a que os clientes têm direito são calculadas de forma diferente no caso de incumprimento por número ou duração das interrupções.

No caso de ser ultrapassado o número de interrupções padrão, o valor da compensação é calculado através de (2.4).

$$CN_n = [(NI - NIP)] \times FC_n \quad (2.4)$$

em que,

CN_n é o valor da compensação, no ano n , em euros.

NI é o número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no PdE a clientes, reportado no ano n .

NIP é o padrão individual do número de interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.

FC_n é o valor unitário de compensação do número de interrupções relativas ao ano n , em euros.

Os valor de FC_n são publicados por Diretiva da ERSE, e atualizados anualmente da seguinte forma:

$$FC_{n+1} = FC_n \times \left[1 + \frac{IPC}{100} \right] \quad (2.5)$$

em que,

FC_{n+1} é o valor unitário de compensação do número de interrupções a utilizar no ano $n+1$.

FC_n é o valor unitário de compensação do número de interrupções do ano n .

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho do ano n , em percentagem, publicada pelo INE.

No caso de serem ultrapassados os valores padrão da duração de uma interrupção, o valor da compensação é calculada utilizando (2.6).

$$CD_n = [DI - DIP] \times PC_n \times KC_n \quad (2.6)$$

em que,

CD_n é o valor da compensação, no ano n , em euros.

DI é a duração total, em horas, das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais, no PdE a clientes, reportada ao ano n .

DIP é o padrão individual, em horas, da duração das interrupções acidentais longas, com exceção das interrupções resultantes de eventos excepcionais.

PC_n é o valor médio da potência contratada durante o ano n , em kW.

KC_n é o valor unitário de compensação da duração das interrupções, relativo ao ano n , em €/kWh.

O valor unitário de compensação da duração das interrupções KC_n são publicados por Diretiva da ERSE e atualizados anualmente utilizando (2.7).

$$KC_{n+1} = KC_n \times \left[1 + \frac{IPC}{100} \right] \quad (2.7)$$

em que,

KC_{n+1} é o valor unitário de compensação da duração das interrupções a utilizar no ano $n+1$.

KC_n é o valor unitário de compensação da duração das interrupções do ano n .

IPC é a variação média anual do índice de preços no consumidor sem habitação em Portugal verificada em junho do ano n em percentagem, publicada pelo INE.

Para evitar o não cumprimento dos valores padrão da qualidade de serviço do sector elétrico, a operadora da rede de distribuição de energia possui um caderno de encargos que é um orientador à operação e organização das equipas de manutenção corretiva.

2.2 - Caderno de Encargos da Operadora da Rede de Distribuição de Energia (EDP - Distribuição SA)

A execução de trabalhos de manutenção corretiva na rede de distribuição de energia elétrica deve ser assegurada pela operadora da mesma (EDP - Distribuição SA). No caso presente em estudo, esta adjudica estes trabalhos a empresas externas.

De forma a garantir que as empresas adjudicatárias cumpram todos os requisitos impostos pelo manual de qualidade de serviço, a EDP - Distribuição SA fornece um caderno de encargos para a execução de trabalhos de construção, reparação e conservação da rede de distribuição.

O caderno de encargos funciona como um guia onde estão descritos todas as funcionalidades técnicas, económicas e de operação. No que respeita aos trabalhos de manutenção corretiva, nele estão presentes dados importantes no que concerne aos valores padrão dos tempos de reparação por concelho.

Apesar do objetivo principal do trabalho ser a melhoria dos tempos de reparação de uma forma geral, é relevante pela parte do adjudicatário dar importância a estes valores já que deles depende o cálculo de compensações económicas.

Estas compensações são calculadas pelo desvio percentual das médias dos tempos totais de reparação em relação aos valores padrão. Estas remunerações podem ser de bonificação, no caso de haver uma melhoria dos tempos, ou de penalização quando a empresa adjudicatária trabalha fora dos valores espectáveis pela EDP[8].

2.3 - Equipas de Manutenção Corretiva - Piquetes

As equipas de manutenção corretiva são formadas por técnicos com qualificações para a reparação de avarias na rede de distribuição de eletricidade. Estes devem estar prontos a operar a qualquer hora do dia e a qualquer dia da semana.

Cada uma das equipas é formada normalmente por dois ou três técnicos, onde um deles é o responsável pelas decisões tomadas pela equipa. Cada um dos “piquetes” desloca-se num veículo do tipo “*pick-up*”, ou seja, um veículo todo o terreno de forma a que seja possível

terem acesso ao máximo de locais, independentemente das condicionantes do relevo que possam encontrar.

É necessário distinguir as diferenças entre equipas de manutenção corretiva e equipas de manutenção sistemática. As equipas de manutenção corretiva operam sempre que seja necessário fazer-se uma reparação devido a um acidente imprevisto, ou seja, um incidente causado de forma fortuita e não previsível.

As equipas de manutenção sistemática fazem a manutenção de toda a rede de distribuição, procurando defeitos ou pontos susceptíveis a avaria, de forma programada. A escolha dos locais a inspecionar não é feita de forma casual devido a perturbações na rede ou a corte de energia, mas antes seguindo uma agenda programada.

A atribuição de uma avaria a uma equipa de manutenção corretiva passa primeiramente pela detecção do incidente. O incidente pode ser detetado pela atuação de órgãos de proteção da rede de Média Tensão, ou pela afetação dos clientes que comunicam a avaria para o Centro de Controlo e Condução da EDP.

No Centro de Controlo e Condução a avaria é registada e enviada para o adjudicatário da EDP - Distribuição SA pertencente à Área Operacional onde ocorreu a avaria. O envio dos dados do incidente é feito online utilizando o *software* GME. Os dados enviados devem conter a informação sobre o local da avaria, a natureza da avaria, os tipos de clientes afetados, a data em que foi agendada a avaria, assim como outros dados que sejam importantes na detecção e reparação do incidente.

Apesar do incidente ser entregue a uma equipa de manutenção corretiva para que esta se desloque ao local, o Centro de Controlo e Condução verifica o troço de rede afetado para tentar restabelecer a energia, total ou parcialmente, por manobras de telecomando. Mesmo que esta operação seja efetuada com sucesso, é sempre necessário que os piquetes se desloquem ao local.

Para o restabelecimento parcial da energia ou para o agendamento de uma avaria a uma equipa de manutenção corretiva, é necessário ter em atenção que existem locais e/ou clientes que têm prioridade. Neste grupo encontram-se: [9]

- Hospitais
- Forças de segurança
- Serviços públicos sensíveis (Sedes de Câmaras Municipais, Palácio da Presidência, Assembleia da República)
- Grandes núcleos industriais
- Empresas que pela sua dimensão e processos de fabrico associados, sejam sensíveis a interrupções de longa duração
- Locais onde se realizam eventos que pela sua dimensão e visibilidade, necessitam de reposição rápida de energia

No centro de operação do adjudicatário, e depois de verificado o grau de urgência do incidente, a avaria é atribuída com agendamento a um piquete. Esta atribuição é feita tendo em consideração a localização geográfica da avaria, devido ao facto de não existir mais do que um piquete de intervenção a operar na mesma área geográfica.

Para o efeito de agendamento e atribuição de uma avaria a uma equipa de manutenção corretiva, o centro de operação do adjudicatário envia toda a informação mencionada anteriormente para um dispositivo móvel pertencente a cada piquete. O tempo de aceitação da avaria é contabilizado entre o momento em que a avaria é enviada para o piquete e o momento em que o mesmo aceita o incidente informando que tomaram conhecimento do mesmo e estão prontos para se deslocar para o local.

No momento em que as equipas de manutenção chegam ao local da avaria, estas devem registar no seu dispositivo móvel a hora de chegada ao local. Desta forma fica registado o tempo necessário para a deslocação. Estes registos são importantes para que se possa estudar quais as melhores estratégias de alocação dos piquetes e assim diminuir o tempo de energia não fornecido aos clientes.

Após a localização da avaria no local e a detecção da fonte da avaria, o piquete de intervenção procede à manobra de isolamento da área afectada, para que desta forma a reparação do incidente seja efetuado nas melhores condições de segurança possíveis.

A reparação do problema deve ser feita no mais breve tempo possível. No caso de se tratar de uma avaria em que não seja possível fazer-se a total reparação naquele instante, como por exemplo a substituição de um transformador, a equipa deve tentar restabelecer a energia de forma provisório para que mais tarde se proceda à reparação definitiva, minimizando ao máximo o não fornecimento de energia.

A data de execução é que contabiliza o tempo total de reparação referentes aos valores padrões que entram no calculo das bonificações ou penalizações pagos pela EDP aos adjudicatários. Esta data de execução deve ser enviada pelo piquete aquando da reposição de energia, independentemente da avaria ter sido reparada definitivamente ou apenas de forma provisória.

No final da reparação definitiva, a equipa de manutenção deve fazer o relatório da avaria, onde deve mencionar alguns aspetos obrigatórios, como por exemplo o problema concreto da avaria, o material utilizado, os clientes afetados (no caso de serem conhecidos), mas devem também colocar outra informação que possa ser relevante. No momento que o relatório é enviado, é registada a hora de finalização da avaria.

Capítulo 3

Análise da Fiabilidade do Sistema Elétrico de Energia: revisão de metodologias

Neste Capítulo são descritos diferentes métodos para o cálculo da fiabilidade de um Sistema Elétrico de Energia (SEE). Entre os vários métodos existentes são de salientar as análises determinísticas e probabilísticas, tais como Modelo de Markov, Tabela de Verdade ou Método dos cortes Mínimos. Para a determinação dos índices de fiabilidade será efetuada uma abordagem sobre a topologia da rede de distribuição e seus constituintes. Sobre este aspeto foi tido em conta a necessidade de se fazer simplificações tanto ao nível da topologia como de todos os componentes integrantes.

O método de simulação Monte Carlo Cronológico (MCC) será abordado de forma mais abrangente, dentro dos métodos de fiabilidade. Este método permite simular de forma contínua no tempo, os estados estocásticos de todos os componentes constituintes de um sistema elétrico de energia. Desta forma será possível determinar a probabilidade do número de avarias de um sistema elétrico de energia.

Por último haverá uma análise a modelos de otimização dos escalonamentos das equipas de manutenção corretiva da rede de distribuição de energia elétrica utilizando algoritmos de meta-heurística. Serão abordados os critérios de escolha do algoritmo elaborado e as alterações feitas para o cumprimento da função desejada.

3.1 - Metodologias de Análise da Fiabilidade de Sistemas Elétricos de Energia

A função de um sistema elétrico de energia é alimentar as cargas dos consumidores de uma forma tão económica quanto possível, cumprindo as regras de qualidade de serviço

impostas com margens de segurança razoáveis. A qualidade de serviço refere-se ao facto de que os valores de frequência e tensão devem estar dentro dos parâmetros estipulados[10].

Para que a continuidade de serviço seja sempre garantida, é necessário que haja um grande número de alternativas no sistema elétrico de energia, para o caso de ocorrer uma avaria ou incidente na rede. Assim é possível encontrar sempre um caminho alternativo para alimentar as cargas.

A problemática da continuidade de serviço abre a discussão sobre o equilíbrio necessário entre a menorização de gastos em investimento no sistema e a capacidade que a rede deve ter para responder a problemas[11]. A necessidade de cumprir os requisitos de qualidade de serviço impostos pela ERSE, aumenta a procura de estratégias de melhorias para a optimização do sistema elétrico de energia[10].

O sistema elétrico de energia é constituído por um enorme número de diferentes componentes, tais como transformadores, linhas de transporte e distribuição, cabos, etc. O calculo da fiabilidade de todo o sistema dependerá da fiabilidade dos componentes de todo o sistema, da forma como os componentes estão ligados e da definição de funcionamento do sistema.

Nesta secção será descrito diferentes tipos de análise à fiabilidade de sistemas elétricos de energia. Irão também ser descritos análises probabilísticas ao calculo de fiabilidade dos componentes elétricos da rede de distribuição de energia.

3.1.1 - Análise Determinística versus Análise Probabilística

A análise determinística é uma metodologia utilizada para averiguar estados e comportamentos do sistema elétrico de energia. Este de uma forma simplificada, qualifica a fiabilidade de um sistema elétrico de energia utilizando dados históricos conhecidos. Sabendo que os eventos ou falhas no sistema que ocorreram no passado de forma aleatória, também irão previsivelmente ocorrer no futuro de forma aleatória.

O sistema elétrico de energia comporta-se com uma natureza probabilística, ou mais precisamente, com natureza estocástica. Para se aplicar um modelo determinístico, o sistema tem de ser constringido artificialmente por valores fixos que não possuem qualquer tipo de incerteza ou variabilidade, o que produz resultados que podem desiludir[11]. O facto do modelo determinístico não refletir o comportamento probabilístico do sistema, pode levar a uma análise da fiabilidade da rede que ignore alguns dos seus riscos[12].

Uma avaliação probabilística de um sistema de energia pode reconhecer não só a severidade de um estado ou evento, o seu impacto no comportamento do sistema e operação do mesmo, mas também a frequência ou probabilidade de ocorrência. Uma combinação apropriada da severidade e frequência cria índices que representam verdadeiramente o risco do sistema.

A necessidade de avaliações probabilísticas do comportamento do sistema tem sido reconhecida há muito tempo e questionada sobre o porquê de tais métodos não terem sido utilizados de forma abrangente no passado. As principais razões foram a falta de dados, limitações de recursos computacionais, falta de técnicas realistas, a aversão ao uso de técnicas probabilísticas e um mau entendimento do significado e sentido dos critérios probabilísticos[11].

Nenhuma destas razões são válidas nos dias de hoje, já existe muita informação sobre os dados do sistema, os recursos computacionais já estão muito acessíveis, as técnicas de avaliação conseguem aproximar-se muito do comportamento real e a maioria dos engenheiros já possuem um grande entendimento sobre técnicas probabilísticas.

Assim sendo, nos dias de hoje não existem razões para não se utilizar métodos probabilísticos ou de natureza estocástica na determinação de cenários dos sistemas elétricos de energia.

3.1.2 - Análise probabilística de um sistema elétrico de energia

A análise probabilística é aquela que melhor representa a fiabilidade de um sistema elétrico de energia, incorporando o facto de este ter associado eventos que ocorrem com um grau de incerteza, como o tempo de funcionamento de um componente até avariar ou o acontecimento de fenómenos atmosféricos fora do normal que como consequência provoque um número de avarias na rede não expectável.

A análise probabilística pode ser dividida em duas grandes áreas, métodos analíticos e métodos de simulação. Os métodos analíticos representam o sistema por um modelo matemático e calculam a fiabilidade do mesmo utilizando diretamente soluções numéricas. O seu tempo de cálculo é curto, e necessita de pouca memória computacional, e por isso era um método muito utilizado em décadas passadas[11]. Para a utilização dos métodos analíticos, muitas vezes é necessário fazerem-se simplificações, utilizando reduções série/paralelo de forma a ser possível criar um modelo analítico do sistema, devido à sua complexidade. Estas simplificações provocam muitas vezes uma grande perda de informação importante que se traduz num desvio dos resultados do método face à realidade[11].

Usualmente, o modelo analítico utiliza o modelo de dois estados de Markov para representar os estados dos seus componentes. No modelo de Markov é possível representar os estados de funcionamento e avaria dos componentes, assim como as suas transições entre estados. Desta forma é fácil representar a fiabilidade dos componentes de um sistema, é apenas necessário saber o índice “mean time to failure” ($1/\lambda$) ou tempo médio de funcionamento e o índice “mean time to repair” ($1/\mu$) ou tempo médio de reparação.

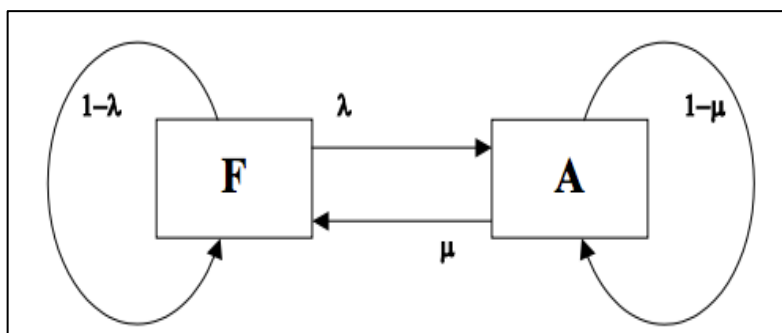


Figura 3.1 - Diagrama de Markov de um componente em dois estados, com representação das transições, bem como da probabilidade de abandonar ou permanecer no estado.

Como nos dias de hoje os computadores já possuem uma grande memória e um rápido processamento, os métodos analíticos caíram em desuso face aos métodos de simulação, também conhecidos por Monte Carlo. Os métodos de simulação, estimam os índices de fiabilidade, fazendo simulações do sistema em que nele estejam traduzidos os seus comportamentos aleatórios. Estes métodos tratam o problema como uma série de acontecimentos reais, tais como, avarias de componentes e seus tempos de reparação, eventos dependentes, variações de carga e de produção ou mesmo políticas de operação[11].

Os métodos de simulação podem ou não, ter em consideração a variável temporal, sendo estes cronológicos ou não cronológicos. Os métodos não cronológicos, retiram amostras que são como “frames” do estado do sistema sem qualquer dependência temporal entre elas. O número de amostras necessárias para calcular a fiabilidade de um sistema é independente do tamanho do sistema, o que torna este método ideal para lidar com sistemas de larga escala e muito complexos.

Os métodos não cronológicos funcionam de forma iterativa, retirando uma amostra do sistema, e em seguida analisando a performance dos estados selecionados. Por fim estima os índices de fiabilidade, parando ou voltando ao primeiro passo, dependendo do critério de paragem[15].

O modelo sequencial tem em consideração a variável temporal, ou seja, a simulação é feita de forma cronológica em que todos os componentes têm tempos de funcionamento e reparação contínuos e sincronizados entre eles. Desta forma é possível identificar no sistema, o espaço temporal em que ocorreram os eventos. A desvantagem da simulação cronológica em relação à não cronológica é a maior necessidade de memória computacional.

3.2 - Monte Carlo Cronológico

O algoritmo de Monte Carlo Cronológico (MCC) é um método de natureza estatística que permite fazer uma simulação temporal, para se estudar o comportamento de cada componente de um sistema. Durante a simulação procura-se definir, tanto quanto possível, que as condições de funcionamento sejam aproximadas à realidade.

Para que isto aconteça é necessário que haja um bom conhecimento de todos os componentes do sistema, assim como de todos os indicadores (taxa de avarias, tempo médio de reparação, etc) dos mesmos. O valor do “forced outage rate” (taxa de avaria) (FOR), de cada componente elétrico ou mecânico do sistema elétrico de energia, reflete a probabilidade de cada um desses componentes avariar.

As simplificações anteriormente descritas, não comprometem fatalmente a execução do método para a avaliação pretendida. O aspeto mais importante a ser determinado é o número de avarias em cada concelho, não havendo extrema necessidade de se verificar se há ou não corte de carga no sistema. E como o erro introduzido na obtenção da taxa de avaria dos componentes está distribuído por todo o sistema, o método torna-se eficiente para se estimar a ocorrência de avarias de forma comparativa e proporcional entre os diferentes concelhos.

3.2.1 - Índices de Confiabilidade do Método de Monte Carlo Cronológico

O índice do número de avarias de cada componente da rede de distribuição pode ser calculado como a média do número de avarias simulado pelo método de MCC[13]. O Valor Esperado traduz a probabilidade de ocorrência de avaria num período de tempo, descrito na Equação (3.1)

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N F(X_i) \quad (3.1)$$

Onde,

$\hat{E}(F)$ - Valor Esperado de uma função teste representativa do número de avarias de um componente da rede de distribuição, simulado pelo método MCC.

$F(X_i)$ - Função teste representativa do número de avarias de um componente da rede de distribuição.

O valor obtido pela expressão anterior não é o valor exato de $\hat{E}(F)$. É portanto necessário conhecer a dimensão da amostra que garanta um valor para um erro de $\hat{E}(F)$ não superior ao valor especificado[12]. O coeficiente de variação (β), representa a precisão que desejamos obter na simulação. Este indicador é dado pela Equação (3.2).

$$\beta^2 = \frac{V(\hat{E}(F))}{\hat{E}(F)^2} \quad (3.2)$$

Onde,

β - é o coeficiente de variação.

$V(\hat{E}(F))$ - é a variância da amostra dos valores esperados.

$\hat{E}(F)$ - é o valor esperado.

O valor de $\hat{E}(F)$ não é o verdadeiro valor esperado do objetivo proposto em cada simulação, mas sim uma estimativa desse valor. Nos processos de amostragem, o valor médio da amostra distribui-se perto do valor esperado “verdadeiro”. A incerteza da estimativa pode ser calculado pela variância do estimador ($V(\hat{E}(F))$) e calculado pela Equação (3.3).

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (3.3)$$

onde,

$V(\hat{E}(F))$ - é a variância do estimador $\hat{E}(F)$.

$V(F)$ - é a real variância da função teste $F(X)$.

N - é a dimensão da amostra.

Como o valor de $V(F)$ também não é conhecido, utiliza-se um estimador não tendencioso de $V(F)$, que pode ser visualizado na Equação (3.4).

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{1}{N-1} \sum (F(x_i) - \hat{E}(F))^2 \quad (3.4)$$

onde,

$V(\hat{E}(F))$ - é o estimador da variância do valor esperado.

$F(X)$ - é a função teste do sistema em simulação.

$\hat{E}(F)$ - é o valor esperado da função teste em simulação.

Desta forma é possível encontrar o valor mínimo da dimensão da amostra para uma determinada incerteza β .

$$N = \frac{V(F)}{(\beta \hat{E}(F))^2} \quad (3.5)$$

Onde,

$V(F)$ - é a variância do valor esperado.

β - é o coeficiente de variação.

$\hat{E}(F)$ - é o valor esperado da função teste em simulação.

3.2.2 - Taxa de Avaria de um Componente

A taxa de avaria de um qualquer componente da rede de distribuição, $\lambda(t)$, representa o número de vezes que um componente avaria durante o período de um ano. A taxa de avarias pode ser representada segundo uma função que descreve a probabilidade do componente avariar durante o seu tempo de vida[13-17]. Para um componente elétrico, uma função que pode descrever a taxa de avarias durante o seu período de vida é a “*bathtub curve*” (curva em forma de banheira).

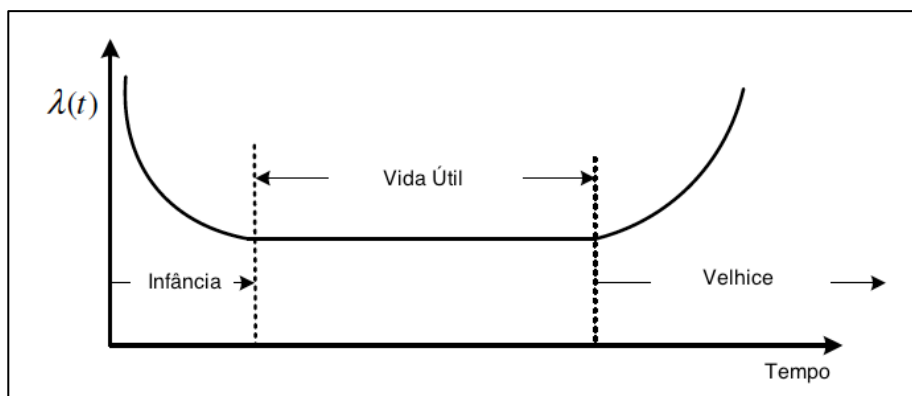


Figura 3.2 - Curva típica da taxa de avaria de um componente elétrico[9].

Na Figura 3.2, é possível verificar que durante o período chamado de tempo de vida útil de um componente elétrico, a taxa de avaria mantém-se constante. Devido ao facto de se obter valores de $\lambda(t)$ constantes durante o período de vida útil do componente, este tipo de função é bastante utilizado no método de simulação de MCC.

Os valores elevados da taxa de avaria no início do tempo de vida descrevem os componentes que podem ter defeitos de fabrico e que normalmente são detetados em testes de controlo de qualidade na fabrica. Quando os componentes chegam ao final do seu tempo de vida, é normal que haja uma maior probabilidade de avaria dos elementos por desgaste elétrico e mecânico.

Existem outros tipos de funções que descrevem o comportamento da taxa de avarias ao longo do tempo. Mas para este trabalho será considerado que todos os componentes possuem uma taxa de avarias com o comportamento anteriormente descrito e que apenas funcionam dentro do seu período de vida útil, e por isso, terão uma taxa de avaria constante.

3.2.3 - Tempo médio de funcionamento e de avaria de um componente

O método de Monte Carlo Cronológico faz uma simulação do comportamento dos componentes existentes no sistema em estudo, registando ao longo do tempo o seu estado de funcionamento ou avaria. Para isso, este gera tempos de funcionamento e de avaria em função da taxa de avaria e de reparação médios de cada componente.

O estado de funcionamento de cada componente é uma variável binária, que assume valores 1 e 0, caso o componente esteja em funcionamento ou avariado respetivamente. Desta forma é possível descrever o comportamento de cada componente através de um gráfico em degraus, que assume valor de um “1”, durante o tempo de funcionamento e zero “0” durante o tempo em que está avariado. Sempre que existe uma transição, significa que houve uma avaria ou reparação de um componente[17].

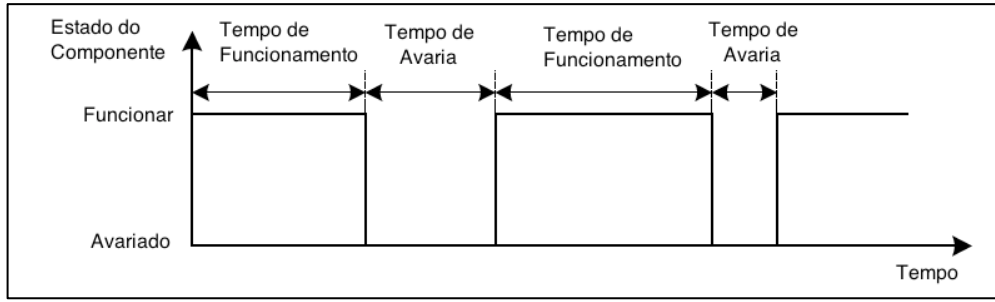


Figura 3.3 - Comportamento discreto dos componentes ao longo do seu ciclo de vida[13].

Devido ao caráter aleatório das avarias dos componentes, o tempo médio de funcionamento e de reparação dos mesmos, não pode ser igual para todos os elementos que tenham uma taxa média de avaria igual. Desta forma, o método necessita de introduzir uma perturbação, sempre que gera os tempos de funcionamento e de avaria.

É possível efetuar este processo a partir de um sorteio em distribuição uniforme em $[0,1]$, e do conhecimento da função de distribuição inversa. Para este caso foi utilizado uma distribuição Gaussiana, cujo valor médio é 0 e a variância é 1. A geração de um valor aleatório Gaussianamente distribuído é feito sorteando em primeiro lugar um valor uniforme em $[0,1]$ e depois intersetando a partir do eixo das ordenadas a curva da distribuição.

É necessário ter em consideração que este processo equivale a aplicar a função da Gaussiana inversa, que é uma expressão não existente. Porém, o cálculo pode ser direto caso se recorra à expressão da função exponencial inversa ($F(t)$), que pode ser visualizada em (3.6)[18].

$$F(t) = (1 - e^{-\lambda t}) \quad (3.6)$$

Já a função inversa é dada por:

$$t = F^{-1}(y) = \frac{1}{\lambda} \log(1 - y) \quad (3.7)$$

A Equação (3.7) permite sortear valores de y com distribuição uniforme em $[0,1]$ e calcular de imediato t . A partir desta última expressão é possível definir as expressões que geram os tempos de funcionamento (3.8) e reparação (3.9) de todos os componentes.

$$t_f = \frac{1}{\lambda} \ln(rand()) \quad (3.8)$$

$$t_r = \frac{1}{\mu} \ln(rand()) \quad (3.9)$$

3.2.4 - Metodologia de Funcionamento do Método de Simulação Monte Carlo Cronológico

O método de simulação de MCC inicia-se com o sorteio de tempos de funcionamento para todos os componentes constituintes da rede de distribuição em análise. O estado de cada componente é um acontecimento independente e mutuamente exclusivo. Para o estado inicial, é pressuposto que todos os componentes se encontram em funcionamento.

Durante a simulação o algoritmo irá percorrer cronologicamente o tempo até encontrar o momento temporal em que o primeiro elemento avaria. Nesse instante, a contagem cronológica é interrompida para colocar o elemento no estado de avariado, e será sorteado um tempo de reparação para o mesmo elemento. O passo seguinte é encontrar o acontecimento que ocorrerá num menor período de tempo em relação ao último momento de paragem. Aí poderá acontecer uma de duas coisas, ou o próximo acontecimento é a avaria de um componente, e nesse caso o processo é igual ao descrito anteriormente, assinalando a avaria de um componente e o sorteio de um tempo de reparação para o componente especificado, ou o acontecimento é a reparação de um componente, em que este é colocado no estado de funcionamento e é sorteado um novo tempo de funcionamento.

O procedimento descrito anteriormente é realizado sucessivamente até que seja atingido o valor do critério de paragem ou, sendo este um método cronológico, seja atingido um valor temporal previamente especificado. No fim da simulação, são obtidos os valores da probabilidade de ocorrência de avarias em termos diários e anuais e o número médio de avarias que ocorrem durante um ano.

A utilização do método de MCC possibilita calcular a probabilidade de ocorrência de avarias numa rede de distribuição de energia. Estes valores são indicadores que serão utilizados para se obter uma estratégia de escalonamento de equipas de manutenção corretiva de um determinado sistema. Para isso, é necessário construir um algoritmo que faça essa distribuição de forma otimizada.

3.3 - Modelos para Otimização do Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição

A otimização do escalonamento das equipas de manutenção tem como principal objectivo encontrar áreas de operação para cada uma das equipas de forma a diminuir os tempos de reparação das avarias na rede de distribuição de energia elétrica.

Este problema pode ser visto como um problema combinatório, desta forma seria utilizado um modelo computacional que faria todas as combinações possíveis e teria como solução a combinação que obtivesse o melhor resultado.

O modelo combinatório pode levar a um problema de tempo e memória computacional quando se trabalha com muitas variáveis. Como existe o objetivo de encontrar um método

que possa ser utilizado em qualquer área, independentemente da sua dimensão, este é um método que não suprime as necessidades deste trabalho.

Desta forma é desejável utilizar uma técnica de otimização que tenha um peso computacional muito mais leve para que possa ser utilizado em larga escala sem restrições quanto ao número de variáveis. Os modelos de otimização baseados em Meta-Heurística são uma boa solução que responde a todos os desafios do nosso problema.

Os métodos heurísticos são algoritmos de otimização baseados em fenómenos naturais. Estes fenómenos podem ser de vários tipos, tais como a evolução das espécies ou comportamentos de enxame de abelhas ou cardume de peixes. O principal objetivo de um algoritmo genético é a otimização de um problema independentemente do seu tipo ou natureza.

Os algoritmos evolucionários são baseados na teoria da evolução das espécies de Darwin. O principal objetivo de um algoritmo genético é a otimização de um problema independentemente da natureza das suas variáveis[19].

De uma forma geral, estes métodos geram inicialmente uma população de indivíduos de forma aleatória que são avaliados pelo operador “*fitness*” de forma a otimizar o problema. Os indivíduos que melhor otimizem o problema são selecionados e reproduzidos. Seguidamente estes são mutados e novamente avaliados para que sejam selecionados os melhores indivíduos. Este procedimento repete-se até que seja encontrado o valor ótimo ou até que seja ativado uma condição de paragem.

Os diferentes tipos de computação evolucionária variam fundamentalmente devido à forma de representação da solução ou indivíduo, na forma de descodificação dos cromossomas, na forma de efetuar a seleção e na forma de efetuar a reprodução. Os processos evolucionários estão sujeitos a uma função de adaptação “*fitness function*”, que funciona como sendo uma função objetivo dos problemas de otimização. Esta função, para além das valorizações dadas às soluções, pode atribuir penalizações em caso de serem violadas as restrições[20].

Os algoritmos evolucionários têm uma grande utilização em muitas áreas, mas quando a sua utilização é aplicada a um problema de larga escala, este método pode levar muito tempo a processar já que os seus operadores são muito pesados computacionalmente. Para resolver este problema o algoritmo cria processos de auto-aprendizagem de forma a determinar o melhor caminho a seguir em direção ao local ótimo.

Para a obtenção da otimização do escalonamento das equipas de manutenção corretiva da rede de distribuição de eletricidade, o objetivo da otimização é determinar o conjunto de sub-divisões da área total da rede (concelhos), onde cada equipa deve operar de forma a diminuir o tempo de deslocação ao local do incidente. Nas sub-seções seguintes, será descrito a forma como o algoritmo construído para este efeito funciona.

3.3.1 - Geração da População

Na inicialização do método é gerada uma população inicial. Esta população é constituída por N número de vectores onde cada um representa uma equipa de operação. Nos dados iniciais deve ser já identificado o número de equipas que deverão ser escalonados.

A formação de cada indivíduo é feita pela atribuição aleatória de cada um dos concelhos a uma das equipas. Estes indivíduos são formados por diferentes concelhos que formam diferentes zonas de operação. O número de zonas de operação é igual ao número de equipas a operar já que os dois são o mesmo cromossoma, logo a formação de uma zona está inerente à equipa que irá lá operar.

No fim de formada a população, esta passa por uma análise de validação para que seja cumprido o requisito de que todas as equipas possuam pelo menos um concelho alocado a elas. Caso esta restrição não seja cumprida, a população é imediatamente eliminada e o processo passa diretamente para a geração de uma nova população.

3.3.2- Avaliação da População

Após a geração da população por sorteio aleatório, é necessário fazer a avaliação da população. Para o nosso caso em estudo existem muitas restrições que devem ser respeitadas, caso contrário a população é penalizada.

Dentro das restrições presentes neste problema, encontram-se a distância máxima dentro da mesma área de operação de forma a que não seja ultrapassado o tempo de reposição de serviço imposto pela ERSE no manual de qualidade de serviço.

Outra penalidade a ser atribuída baseia-se na probabilidade de ocorrência de avarias simuladas pelo método de Monte Carlo Cronológico. O algoritmo de decisão deve distribuir da melhor forma o número de avarias presentes em toda a área em estudo pelas equipas presentes na simulação.

A área total do agrupamento de concelhos numa zona de operação deve ser também considerada para a atribuição de penalizações, pelo facto de que esta restringe o raio de ação das equipas fazendo que aumente de forma acentuada o tempo de deslocação entre as avarias e assim haja um aumento no tempo de reparação dos incidentes.

A forma com que as penalizações são atribuídas podem gerar alguns problemas na avaliação dos indivíduos. Pelo facto de cada concelho apenas ser operado por uma única equipa, e sabendo que o número de avarias de alguns concelhos são maiores que a média de avarias por concelho de todo o sistema, pode levar o algoritmo a rejeitar constantemente a atribuição de uma equipa a esse mesmo concelho em detrimento de agrupamentos de concelhos com piores indicadores face à realidade do problema.

Um outro problema que pode ocorrer é o agrupamento de concelhos em zonas não adjacentes umas das outras. Devido ao facto de haver muitos tipos de penalizações derivados

de diferentes tipos de variáveis, a solução final pode cair num máximo local alocando concelhos a outros que não façam fronteira. Criando desta forma uma dispersão geográfica na atribuição de zonas de operação, principalmente em regiões onde os concelhos possuem áreas pequenas e maior densidade populacional.

3.3.3 - Seleção dos Indivíduos

Após a avaliação dos indivíduos, estes são selecionados de forma a serem escolhidos os que tenham sido menos penalizados na avaliação da população. Além da avaliação, alguns indivíduos são automaticamente excluídos para não ocorrer problemas de isolamento de concelhos que leva a uma convergência do método para um máximo local, como descrito anteriormente.

3.3.4 - Reprodução e Mutação da População

A fase seguinte à seleção dos indivíduos, é a reprodução e mutação da população selecionada. Como estamos perante um problema que utiliza variáveis de decisão discretas e que não podem ser repetidas, ou seja, cada um dos concelhos deve ser apenas alocado a uma zona de operação. A escolha feita para a reprodução da população baseou-se na escolha dos melhores indivíduos e na reorganização dos concelhos alocados por sorteio estocástico aleatório.

No caso de haver um grande número de mutações que gerem populações que sejam sucessivamente rejeitadas, isto leva a uma alteração do método de mutação. Neste novo tipo de mutação é escolhido o concelho que tenha a pior avaliação em relação aos restantes concelhos da sua zona de operação. Este é excluído dessa mesma zona e alocado a uma outra por sorteio aleatório.

3.3.5 - Reavaliação das Populações

Neste fase a nova população mutada é avaliada e comparada à última população selecionada. A população que possuir a melhor avaliação é selecionada para ser reproduzida e mutada. Este ciclo é feito continuamente até que seja ativado um fator de paragem que neste caso foi escolhido como sendo o número de iterações do método.

3.4 - Resumo

O presente Capítulo aborda a fiabilidade de um sistema elétrico de energia, descrevendo os métodos utilizados para este efeito. Nele é descrito os diferentes métodos para a

determinação dos índices de fiabilidade, comparando-os e explicando as vantagens e desvantagens das diversas alternativas.

Além da abordagem sobre a problemática da fiabilidade de sistemas elétricos, também será descrito o modelo computacional utilizado para o escalonamento das equipas de manutenção corretiva.

Na secção 3.1 disponibiliza uma introdução à fiabilidade de sistema elétricos de energia, focando principalmente as análises determinísticas e probabilísticas. Estas duas análises são descritas e comparadas, para se entender as diferentes abordagens e metodologias destes métodos.

A secção 3.2 é dedicada ao método de simulação Monte Carlo Cronológico. Nela é explicado de forma geral a metodologia deste algoritmo e suas vantagens de aplicação. É também descrito a forma de cálculo da fiabilidade dos componentes presentes na rede de distribuição de energia.

Na secção 3.3 é descrito o algoritmo construído para a alocação das equipas de manutenção. É explicado como foi efetuado os diferentes passos de execução do algoritmo. Entre estes passos encontram-se a geração das populações, avaliação das populações, seleção dos indivíduos e reprodução e mutação dos mesmos.

Capítulo 4

Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição de Energia Elétrica

Nesta secção será estudado o sistema de distribuição da rede elétrica de energia no que concerne à manutenção corretiva e seus tempos de intervenção. O estudo efetuado foi realizado tendo por base uma área específica de Portugal. Esta zona em questão é formada por três Áreas Operacionais (AO), AO - Coimbra, AO - Castelo Branco e a AO - Guarda. As AO's estão divididas pelos Concelhos administrativos.

Foi registado sobre cada um dos Concelhos o número de clientes domésticos, industriais e agrícolas, o número de Postos de Transformação de cada concelho, o número de quilómetros das linhas de Média Tensão e Baixa Tensão, a população, área e distâncias entre concelhos. Além dos dados anteriormente descritos, foi tomado em atenção o número de equipas de manutenção corretiva e sua distribuição geográfica. Outro indicador considerado foi o estudo do histórico de avarias ocorridas nos últimos três anos, sendo dividido por tipo de avaria e concelho em que ocorreu.

Foi realizado uma simulação de forma a reorganizar as equipas de manutenção corretiva da rede de distribuição elétrica e posteriormente estudado os seus indicadores de forma a compreender-se as vantagens e desvantagens da nova reorganização.

4.1 - Concelhos Administrativos

A EDP Distribuição SA, atual Operadora da Rede Elétrica de Energia, divide todo o país por Áreas de Operação, estas são constituídas por concelhos. No caderno de encargos da EDP, PCIC - Programa de Consulta e Instruções a Concorrentes, Anexo I - EC2010, é possível visualizar todas as AO's existentes e que concelhos pertencem a cada uma delas.

Na Tabela 4.1, é possível verificar todos os concelhos que serão alvo de estudo neste trabalho.

Tabela 4.1 - Concelhos pertencentes ao caso de estudo.

Arganil	Lousã	Seia
Oliveira do Hospital	Mealhada	Penamacor
Tábua	Mortágua	Celorico da Beira
Castelo Branco	Penacova	Fornos de Algodres
Idanha-a-Nova	Coimbra	Nelas
Vila Velha de Rodão	Condeixa-a-Nova	Penalva do Castelo
Fundão	Penela	Guarda
Vila Nova de Poiares	Cantanhede	Pinhel
Miranda do Corvo	Mira	Sabugal
Proença-a-Nova	Soure	Mêda
Sertão	Figueira da Foz	Penedono
Castanheira de Pêra	Montemor-o-Velho	Trancoso
Figueiró dos Vinhos	Almeida	Vila Nova de Foz Côa
Pedrógão Grande	Figueira de Castelo Rodrigo	Belmonte
Oleiros	Gouveia	Covilhã
Pampilhosa da Serra	Mangualde	Manteigas
Góis		

4.2 - Clientes de Energia Elétrica

O número de clientes é um indicador para a decisão das zonas de operação de cada equipa. A rede de distribuição de energia elétrica tem como finalidade, a alimentação das cargas requeridas pelos clientes das entidades do sistema elétrico nacional. Desta forma, existe uma ligação direta entre o número de clientes do sistema elétrico de energia e a dimensão da rede de distribuição de eletricidade.

Outro indicador que poderia ser utilizado é o número de habitantes existentes num determinado concelho, mas este valor pode ser um pouco enganador e entrar em conflito com o de número de clientes. O número de habitantes não traduz linearmente o número de instalações. Além de que não representa os clientes industriais e agrícolas. Assim sendo, optou-se por não considerar o número de habitantes de cada concelho. Na Tabela 4.2 é possível visualizar o número de clientes domésticos, industriais e agrícolas dos concelhos.

Tabela 4.2 - Número e tipo de clientes de cada concelho[21].

Concelho	Nº Clientes Total	Nº Domésticos	Nº Industriais	Nº Agrícolas
Arganil	10669	9 404	1 122	143
Oliveira do Hospital	13776	11 885	1 641	250
Tábua	8507	7 400	968	139
Castelo Branco	40439	35 340	4 455	644
Idanha-a-Nova	10500	9 362	1 023	115
Vila Velha de Rodão	3354	2 938	341	75
Fundão	21867	18 893	2 658	316
Vila Nova de Poiares	4763	4 110	559	94

Miranda do Corvo	7293	6 341	835	117
Proença-a-Nova	6917	6 004	780	133
Sertã	12175	10 465	1 402	308
Castanheira de Pêra	2667	2 337	263	67
Figueiró dos Vinhos	4955	4 312	565	78
Pedrógão Grande	3528	3 101	362	65
Oleiros	5336	4 489	720	127
Pampilhosa da Serra	5387	4 719	573	95
Góis	5016	4 408	516	92
Lousã	10776	9 526	1 103	147
Mealhada	9869	9 124	282	463
Mortágua	5755	5 422	172	161
Penacova	8829	7 705	961	163
Coimbra	88751	76 815	10 678	1 258
Condeixa-a-Nova	8806	7 642	1 028	136
Penela	3935	3 398	446	91
Cantanhede	21661	18 761	2 526	374
Mira	8879	7 702	1 038	139
Soure	11485	10 017	1 216	252
Figueira da Foz	46656	40 880	5 064	712
Montemor-o-Velho	12445	10 839	1 372	234
Almeida	6971	6 007	832	132
Figueira de Castelo Rodrigo	5351	4 629	624	98
Gouveia	10921	9 646	1 118	157
Mangualde	12201	10 617	1 341	243
Seia	17589	15 222	2 067	300
Penamacor	6052	5 232	718	102
Celorico da Beira	6108	5 242	782	84
Fornos de Algodres	4005	3 471	481	53
Nelas	8722	7 537	1 012	173
Penalva do Castelo	5413	4 775	553	85
Guarda	29770	25 451	3 868	451
Pinhel	8201	7 073	937	191
Sabugal	14762	13 147	1 384	231
Mêda	4926	4 250	593	83
Penedono	2665	2 350	284	31
Trancoso	8039	6 852	1 038	149
Vila Nova de Foz Côa	6698	5 791	785	122
Belmonte	4851	4 171	605	75
Covilhã	34059	30 272	3 363	424

4.3 - Distâncias entre Concelhos Administrativos

O valor das distâncias entre os diferentes concelhos é fundamental para a decisão sobre a alocação dos mesmos em grupos que definam as diferentes zonas de operação. Em cada uma destas zonas é importante que uma equipa de manutenção corretiva não tenha de fazer longos percursos para chegar ao local da avaria e proceder à reparação da mesma.

No caso de haver distâncias muito grandes, o simples deslocamento ao local levaria a que o tempo de reparação ultrapassasse o tempo limite especificado no caderno de encargos da operadora da rede de energia elétrica (EDP - Distribuição SA)[8]. O que levaria a que se

ultrapassasse também o tempo limite de energia não fornecida imposta pela legislação. É importante referir que o limite das distâncias deve respeitar não só a distância entre cada concelho e o local onde a equipa de manutenção tem sede como também a distância máxima entre quaisquer concelhos da mesma zona.

Conhecer todas as distâncias possíveis entre quaisquer pontos de todos os concelhos seria uma tarefa árdua e levaria a problemas de memória computacional no momento do algoritmo proceder à escolha das zonas de operação entre todas as possibilidades existentes.

Assim sendo, é necessário fazer uma simplificação do número de pontos a serem escolhidos para o cálculo de todas as distâncias necessárias. Uma das possibilidades seria a escolha do centro de carga de cada concelho, ou seja, deslocar o ponto de escolha para a zona onde haja uma maior concentração de consumo de energia e por consequência uma maior probabilidade de haver incidentes na rede. Esta solução pode trazer problemas no caso de ocorrência de avarias em locais com menos quantidade de cargas e que possam se situar a distâncias muito grandes das recomendadas para que os tempos de reparação sejam respeitados.

Devido a este facto, o local escolhido para a marcação de cada coordenada foi o centro geográfico de cada concelho. As coordenadas do centro de cada concelho podem ser visualizadas na Tabela A.1 do Anexo A. Para o cálculo de todas as distâncias foi utilizada a Equação (4.1) que calcula a distância entre um ponto A e um ponto B.

$$6371 \cdot \arccos \left[\cos \left(\pi \left(90 - \frac{LaB}{180} \right) \right) \cdot \cos \left((90 - LaB) \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \right) + \right. \\ \left. + \sin \left((90 - LaB) \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \right) \cdot \sin \left((90 - LaA) \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \right) \cdot \cos \left((LoA - LoB) \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \right) \right] \quad (4.1)$$

onde,

LaA - Latitude do ponto A.

LaB - Latitude do ponto B.

LoA - Longitude do ponto A.

LoB - Longitude do ponto B.

A equação (4.1) utiliza a latitude e longitude de dois pontos georreferenciados e calcula a distancia entre esses dois pontos tendo em consideração a curvatura da Terra.

4.4 - Área dos Concelhos Administrativos

A área de cada concelho é um indicador que de certa forma está ligado à distância máxima admissível entre concelhos. Devido à geometria diversa que cada concelho pode ter, estes podem ter uma área grande e ter uma distância pequena entre concelhos, no caso de terem uma forma alongada e estejam situados numa posição paralela entre si.

Desta forma é necessário atender ao critério da área de cada concelho para que o raio de ação de cada equipa não seja muito extenso. Por outro lado é também visível nos dados obtidos, que existe uma tendência para que os concelhos com uma maior concentração de clientes sejam aqueles que possuam uma área menor, fazendo com que estes dois indicadores entrem em confronto.

Na Tabela 4.3, é possível visualizar o valor da área de cada concelho.

Tabela 4.3 - Área dos concelhos em km²[22].

Concelho	Área (km²)	Concelho	Área (km²)
Arganil	333	Cantanhede	24 052
Oliveira do Hospital	234	Mira	9 582
Tábua	200	Soure	12 082
Castelo Branco	1 434	Figueira da Foz	48 973
Idanha-a-Nova	1 413	Montemor-o-Velho	14 408
Vila Velha de Rodão	330	Almeida	7 135
Fundão	700	Figueira de Castelo Rodrigo	5 599
Vila Nova de Poiares	84	Gouveia	11 203
Miranda do Corvo	126	Mangualde	13 033
Proença-a-Nova	395	Seia	18 409
Sertão	447	Penamacor	6 514
Castanheira de Pêra	67	Celorico da Beira	6 234
Figueiró dos Vinhos	173	Fornos de Algodres	4 114
Pedrógão Grande	129	Nelas	9 337
Oleiros	471	Penalva do Castelo	5 831
Pampilhosa da Serra	396	Guarda	30 462
Góis	263	Pinhel	8 508
Lousã	138	Sabugal	15 065
Mealhada	111	Mêda	5 084
Mortágua	251	Penedono	2 697
Penacova	217	Trancoso	8 257
Coimbra	319	Vila Nova de Foz Côa	6 882
Condeixa-a-Nova	139	Belmonte	5 175
Penela	135	Covilhã	35 077
Manteigas	2 494		

4.5 - Rede de Distribuição de Energia Elétrica

A rede de distribuição é um sistema muito complexo formado por vários componentes. Todos os componentes são passíveis de avariar, e a origem das avarias podem ser de natureza diferente. Para se efetuar uma previsão do número de avarias na rede de distribuição que cada concelho pode ter, podem ser utilizados métodos de avaliação da fiabilidade de um sistema elétrico.

O algoritmo de simulação Monte Carlo Cronológico (MCC), é o método utilizado para prever a probabilidade de ocorrência de avarias. O MCC necessita da informação sobre a constituição da rede para simular de forma sequencial o comportamento de cada componente, e assim calcular a probabilidade de haver uma avaria. Como a rede de

distribuição é um sistema muito extenso e não havendo muita informação sobre o número total de todos os componentes, é necessário fazer-se simplificações. Todas as avarias passíveis de ocorrer nos vários componentes de uma linha baixa tensão são aglomerados na simulação num único indicador. O mesmo é feito para as linhas de média tensão e para as subestações e postos de transformação.

Utilizando dados fornecidos pela operadora da rede de distribuição de energia elétrica (EDP - Distribuição SA), foi possível determinar o número total de postos de transformação existentes em cada concelho e o número de quilómetros de linhas de média tensão. Por aproximação, foi considerado que o número de quilómetros de linhas de baixa tensão é o dobro do número de quilómetros de linhas de média tensão.

Os dados do número de postos de transformação e do número de quilómetros das linhas de cada concelho podem ser visualizados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 - Número de PT's e quilómetros das linhas de MT e BT.

Concelho	Linhas MT (km)	Linhas BT (km)	Nº PT's
Arganil	234	468	127
Oliveira do Hospital	206	412	172
Tábua	184	368	129
Castelo Branco	795	1590	368
Idanha-a-Nova	569	1138	108
Vila Velha de Rodão	181	362	50
Fundão	464	928	348
Vila Nova de Poiares	71	142	62
Miranda do Corvo	104	208	86
Proença-a-Nova	217	434	131
Sertão	328	656	255
Castanheira de Pêra	48	96	37
Figueiró dos Vinhos	126	252	92
Pedrógão Grande	95	190	63
Oleiros	224	448	157
Pampilhosa da Serra	197	394	98
Góis	141	282	93
Lousã	147	294	117
Coimbra	578	1156	696
Mealhada	135	270	120
Mortágua	291	582	124
Penacova	169	338	136
Condeixa-a-Nova	117	234	98
Penela	101	202	83
Cantanhede	335	670	249
Mira	86	172	86
Soure	211	422	166
Figueira da Foz	351	702	375
Montemor-o-Velho	180	360	173
Almeida	248	496	152
Figueira de Castelo Rodrigo	197	394	114
Gouveia	169	338	144

Mangualde	208	416	198
Seia	301	602	244
Penamacor	172	344	117
Celorico da Beira	171	342	119
Fornos de Algodres	106	212	77
Nelas	142	284	91
Penalva do Castelo	105	210	85
Guarda	539	1078	402
Pinhel	283	566	172
Sabugal	410	820	239
Mêda	195	390	115
Penedono	66	132	49
Trancoso	208	416	170
Vila Nova de Foz Côa	266	532	133
Belmonte	107	214	103
Covilhã	420	840	320
Manteigas	29	58	34

4.6 - Histórico de Avarias nos Concelhos Administrativos

Os dados do sistema elétrico de energia são utilizados pelo algoritmo de simulação Monte Carlo Cronológico para calcular a fiabilidade do sistema. Para fazer esta simulação é necessário ter índices probabilísticos do comportamento de cada componente, sendo preciso conhecer-se o comportamento passado dos mesmos[23]. No caso do método de Monte Carlo Cronológico (MCC), é fundamental conhecer-se o tempo médio de funcionamento e o tempo médio de reparação dos componentes.

O facto de haver concelhos com características geográficas diferentes, proporciona ambientes de funcionamento diversos a componentes iguais. A localização de um concelho quer à beira-mar, quer no cimo de uma montanha, provoca diferentes tipos de desgaste devido a condições climáticas especiais. Estas diferenças definem índices de funcionamento diferente aos componentes do mesmo tipo. Por isso é importante ter um conhecimento sobre o histórico das avarias da região em estudo.

Além da importância do conhecimento dos índices de fiabilidade da rede de distribuição utilizando o histórico do sistema, saber-se o passado do sistema de energia em estudo é muito importante para se identificar outros tipos de indicadores. Para se identificar se as equipas de manutenção corretiva existentes no momento são suficientes e se estão bem distribuídas geograficamente, é necessário fazer um estudo sobre o número de avarias que cada piquete teve de executar.

4.6.1 - Classificação de Incidentes

Para um melhor estudo sobre o histórico de incidentes na rede de distribuição de energia elétrica, é conveniente não se tratar todos os incidentes como apenas um acontecimento que provoca uma interrupção no funcionamento de um componente, onde a natureza da avaria é igual para todos os casos[24]. Por ser necessário encontrar valores estatísticos para componentes diferentes e por também ser necessário ter em consideração diversos dados da constituição da rede de distribuição. É importante analisar os incidentes de forma criteriosa de forma a saber qual o tipo de incidente e qual a consequência do incidente.

A EDP - Distribuição SA classifica todas as avarias ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. Nessa classificação, as avarias são agrupadas tendo em consideração o local da rede em que a avaria ocorreu e as consequências provocadas pelas mesmas. Esta classificação será adotada para a execução deste trabalho por ser a classificação utilizada pelas empresas responsáveis pela manutenção do sistema elétrico nacional.

4.6.1.1 - Avaria do Tipo Iluminação Pública (IP)

As avarias do tipo IP, são incidentes puramente de iluminação pública desde que afetem circuitos completos ou parciais. As avarias de iluminação pública não são consideradas para o cálculo da bonificação/penalização da “Remuneração $RARC^3 + RMC^4$ ”. Normalmente estes incidentes são considerados de menor urgência em relação aos restantes e por isso não será considerado o seu histórico neste trabalho.

4.6.1.2 - Avaria do Tipo Anomalia de Rede (AR)

As avarias classificadas como sendo do tipo Anomalia da Rede, não afetam clientes. São incidentes que afetam a rede de distribuição mas não provoca corte de energia a nenhum cliente. Este tipo de incidentes, juntamente com os incidentes do tipo IP, não são considerados para o cálculo da bonificação/penalização da “Remuneração $RARC^3 + RMC^4$ ”, mas ao contrário das avarias do tipo IP, estas serão contabilizadas para efeito de histórico pelo facto de serem incidentes que poderiam provocar corte de carga. Estas avarias em muitos casos, são da mesma natureza que outras que provocam corte de abastecimento de energia em clientes, a casualidade muitas vezes é o factor que determina o corte ou não de carga em situações semelhantes.

³ RARC - Remuneração Fixa de Assistência à Rede de Clientes.

⁴ RMC - Remuneração Fixa de Manutenção Corretiva.

4.6.1.3 - Avaria do Tipo Cliente Particular (IU)

Este tipo de avaria afecta apenas um único cliente em toda a rede de distribuição, provocando a falta de fornecimento de energia definitiva ou temporária num cliente. Estes incidentes estão localizados na zona final da rede de distribuição, designadamente as chegadas, contador ou disjuntor.

4.6.1.4 - Avaria do Tipo Cliente Coletivo (IC)

Estas avarias estão localizadas na zona final da rede de distribuição e afetam vários clientes de um prédio (Quadro Colunas, Comuns, portinhola, etc). A diferença entre este tipo de avarias e as avarias do tipo IU é apenas o número de clientes que ficam sem energia elétrica.

4.6.1.5 - Avaria do Tipo Baixa Tensão (B)

Este tipo de avaria afeta vários clientes de um dos circuitos da rede de distribuição em baixa tensão.

4.6.1.6 - Avaria do Tipo Transformador (T)

Este tipo de avaria afeta todos os clientes que se encontram ligados aos circuitos de um posto de transformação, a partir dos terminais do secundário do posto de transformação.

4.6.1.7 - Avaria do Tipo Média Tensão (MT)

Este tipo de avaria ocorre em toda a rede de distribuição na zona de média tensão até aos terminais do primário do posto de transformação.

4.6.2 - Número de Avarias por Concelho

O histórico do número de avarias de todos os concelhos do caso de estudo foi contabilizado tendo em consideração o registo de ocorrências durante os anos de 2011, 2012 e 2013. Como dito anteriormente, não foi tomado em consideração as avarias do tipo Iluminação Pública. Na Tabela 4.5, é possível visualizar o número de incidentes ocorridos durante o período referido anteriormente.

Tabela 4.5 - Número de incidentes durante o período de 2011, 2012 e 2013.

Concelhos	BT	IU	IC	T	AR	MT	Concelhos	BT	IU	IC	T	AR	MT
Arganil	69	475	1	2	51	11	Miranda do Corvo	135	516	6	4	202	41
Almeida	259	604	2	21	255	60	Montemor-o-Velho	273	1187	8	20	328	15
Belmonte	114	315	2	13	45	28	Mortágua	115	329	1	5	114	79
Cantanhede	376	1840	11	38	455	117	Nelas	102	651	4	22	128	33
Castanheira de Pêra	73	169	4	2	54	2	Oleiros	262	326	1	14	120	21
Castelo Branco	378	2448	46	44	274	147	Oliveira do Hospital	206	783	9	17	288	13
Celorico da Beira	91	364	3	11	77	40	Pampilhosa da Serra	185	234	1	7	84	114
Coimbra	1035	6512	19 6	41	1326	214	Pedrógão Grande	207	299	1	19	115	24
Condeixa-a-Nova	88	601	2	7	166	58	Penacova	153	526	3	8	278	83
Covilhã	443	2004	26	24	310	79	Penalva do Castelo	61	291	2	15	55	5
Figueira da Foz	918	3682	12 2	36	958	194	Penamacor	58	262	1	1	33	12
Figueira de Castelo Rodrigo	39	294	3	11	28	22	Penedono	46	159	0	4	24	11
Figueiró dos Vinhos	290	374	3	11	128	11	Penela	72	301	2	8	103	9
Fornos de Algodres	39	218	5	10	36	4	Pinhel	116	472	3	13	65	49
Fundão	261	1096	14	30	176	120	Proença-a-Nova	172	333	1	5	66	39
Góis	148	280	1	16	146	12	Sabugal	235	883	1	16	148	88
Gouveia	178	541	10	11	142	41	Seia	259	853	19	14	265	100
Guarda	319	1708	59	43	414	74	Sertã	422	816	5	34	328	107
Idanha-a-Nova	99	563	2	10	57	91	Soure	148	770	6	31	249	129
Lousã	156	713	10	21	201	138	Tábua	205	529	3	13	198	126
Mangualde	218	674	14	18	171	43	Trancoso	156	506	7	17	96	34
Manteigas	33	116	1	2	33	2	Vila Nova de Foz Côa	61	368	6	7	62	12
Mealhada	179	852	9	11	219	58	Vila Nova de Poiares	107	354	1	13	130	9
Mêda	43	328	0	10	40	58	Vila Velha de Rodão	61	191	1	8	32	20
Mira	198	659	20	21	195	43							

Numa visualização superficial dos dados da Tabela 4.5, é possível facilmente verificar que as avarias do tipo IU - Cliente Particular, totaliza mais de 50% das avarias em cada um dos concelhos considerados. Por outro lado, as avarias do tipo T - Transformador, são os incidentes de menor frequência em todos os concelhos, obtendo valores muito baixos comparativamente aos restantes tipos

4.6.3 - Rácio de Avarias

Depois de identificados os principais dados que caracterizam o sistema em estudo, para fazer uma avaliação sobre a probabilidade de ocorrência de avarias numa determinada região e a sua frequência no tempo, é importante entender como é que os dados do histórico de ocorrências em cada concelho se distribui em função dos indicadores escolhidos anteriormente como fatores de decisão.

Os indicadores escolhidos para caracterizar cada uma das zonas em análise são a área geográfica que cada concelho possui, o número total de clientes pertencentes a cada um dos respetivos concelhos, o número de postos de transformação e os quilómetros da rede de distribuição. Sabendo que foi utilizada uma aproximação em relação às linhas de MT para se

determinar o número de quilómetros de linhas de BT. O indicador referente às linhas de BT não será utilizado para se relacionar com o número de avarias do histórico, devido ao facto de este ter uma relação de proporcionalidade direta com o outro indicador.

Para se encontrar um valor comparativo do rácio entre as avarias ocorridas no passado e os elementos constituintes da rede de distribuição de cada concelho, foi necessário calcular o rácio entre o número total de avarias em todos os concelhos durante os três anos em análise e dividir pelo número total de cada um dos indicadores de decisão de todo o sistema. A Equação (4.2), representa o rácio do total de avarias em função de cada um dos indicadores, como anteriormente foi descrito.

$$\text{Rácio total do indicador}_{(em todo o sistema)} = \frac{n^{\circ} \text{ total de avarias}_{(em todo o sistema)}}{\text{valor do indicador}_{(em todo o sistema)}} \quad (4.2)$$

O valor do rácio total de cada um dos componentes pode ser visualizado na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Rácio total dos diferentes indicadores de decisão.

Indicador	Nº Clientes	Área (km ²)	Rede MT (km)	Nº PT's
Rácio	0,099	3,691	5,760	7,995

Depois de conhecido o rácio total de cada um dos componentes, segue-se a comparação com a distribuição das avarias nos diferentes concelhos. Para se efetuar esta comparação é necessário calcular o rácio das avarias de cada concelho em função dos valores dos indicadores de decisão da rede de distribuição pertencente a cada concelho. Este cálculo foi feito utilizando uma fórmula análoga à Equação (4.2), que está descrita na Equação (4.3).

$$\text{Rácio do indicador}_{(por concelho)} = \frac{n^{\circ} \text{ de avarias}_{(por concelho)}}{\text{valor do indicador}_{(por concelho)}} \quad (4.3)$$

Determinados os rácios totais do sistema e total por cada concelho dos diferentes indicadores em estudo, é importante verificar como estes se relacionam para determinar se existe uma forte componente de proporcionalidade entre os valores dos indicadores escolhidos da rede de distribuição em análise e o número de avarias. Os diferentes rácios indicam o número de avarias que ocorreram por cada unidade de um indicador.

Para se verificar a congruência dos rácios em cada concelho, estes foram comparados com o rácio total do sistema para cada indicador. Desta forma, foi verificado qual a variação entre os dois diferentes rácios em todos os concelhos para cada indicador. Foi tido em consideração que seria congruente se os indicadores não variassem em mais de 50% em relação à razão total. Na Tabela 4.7 é possível ver as variações existentes, anteriormente mencionadas.

Tabela 4.7 - Variação do rácio dos diferentes indicadores presentes em cada concelho.

Concelhos	Variação do rácio "nº Clientes"	Variação do rácio "nº PT's"	Variação do rácio "Rede MT (km)"	Variação rácio "Área (km ²)"	Concelhos	Variação do rácio "nº Clientes"	Variação do rácio "nº PT's"	Variação do rácio "Rede MT (km)"	Variação rácio "Área (km ²)"
Arganil	-0,043	-3,200	-3,004	-1,862	Miranda do Corvo	0,019	2,517	3,047	3,484
Almeida	0,069	-0,093	-0,766	-1,372	Montemor-o-Velho	0,028	2,589	4,557	4,305
Belmonte	0,001	-2,975	-0,760	0,654	Mortágua	0,000	-2,809	-3,401	-1,129
Cantanhede	0,019	3,399	2,865	3,565	Nelas	0,002	2,335	1,018	3,769
Castanheira de Pêra	0,012	0,221	0,701	0,846	Oleiros	0,031	-3,256	-2,294	-2,111
Castelo Branco	-0,020	1,073	-1,414	-1,364	Oliveira do Hospital	-0,010	-0,344	0,792	1,933
Celorico da Beira	-0,005	-3,070	-2,191	-1,318	Pampilhosa da Serra	0,014	-1,617	-2,436	-2,113
Coimbra	0,004	5,402	10,533	25,538	Pedrógão Grande	0,067	2,561	1,382	1,464
Condeixa-a-Nova	0,003	1,413	2,290	2,942	Penacova	0,018	-0,267	0,599	1,152
Covilhã	-0,017	1,024	1,262	1,500	Penalva do Castelo	-0,026	-2,948	-1,509	-0,489
Figueira da Foz	0,022	7,765	11,222	11,903	Penamacor	-0,043	-4,858	-3,478	-3,030
Figueira de Castelo Rodrigo	-0,028	-4,512	-3,592	-2,909	Penedono	-0,009	-3,015	-1,918	-1,870
Figueiró dos Vinhos	0,052	0,886	0,890	1,032	Penela	0,023	-2,031	-0,723	-0,024
Fornos de Algodres	-0,023	-3,943	-2,657	-1,309	Pinhel	-0,015	-3,820	-3,074	-2,207
Fundão	-0,027	-3,118	-1,953	-1,267	Proença-a-Nova	-0,016	-3,293	-2,777	-2,131
Góis	0,019	-1,511	-1,322	-1,398	Sabugal	-0,008	-2,258	-2,265	-2,025
Gouveia	-0,017	-1,585	-0,136	-0,625	Seia	-0,017	-1,806	-0,601	-0,220
Guarda	-0,013	-1,485	-0,751	-0,015	Sertã	0,029	-1,281	-0,388	0,139
Idanha-a-Nova	-0,025	-0,384	-4,165	-3,109	Soure	0,011	0,035	0,718	1,339
Lousã	0,012	2,595	2,811	5,287	Tábua	0,016	0,331	0,213	1,679
Mangualde	-0,012	-2,247	-0,147	1,505	Trancoso	0,000	-3,195	-1,690	-1,431
Manteigas	-0,024	-2,495	0,869	-2,158	Vila Nova de Foz Côa	-0,024	-4,115	-3,668	-2,394
Mealhada	0,018	3,072	4,222	8,273	Vila Nova de Poiares	0,027	1,908	2,986	3,619
Mêda	-0,005	-3,830	-3,149	-2,016	Vila Velha de Rodão	-0,012	-1,735	-3,886	-2,742
Mira	0,019	5,215	7,666	5,470					

Na Tabela 4.7, é possível verificar que existe uma proximidade muito grande na proporção entre o número de clientes de cada concelho e o número de incidentes ocorridos no mesmo, sendo inclusive o indicador que possui as menores variações de rácios. No que concerne aos indicadores de número de postos de transformação e número de quilómetros da

rede de média tensão, verificou-se que a maioria dos concelhos possuem valores dentro do intervalo balizado anteriormente. É de referir que grande parte dos resultados que ultrapassam a variação de 50%, encontram-se muito perto do limite pretendido. Estes dois indicadores estão sujeitos a factores bastante aleatórios como estados atmosféricos fora do normal, furtos ou vandalismo.

O indicador que revela uma grande incongruência, na sua relação com o número de avarias, é a área de cada concelho. Este resultado já seria de esperar pelo facto de não haver uma relação direta entre a área de cada concelho e a rede de distribuição nela existente. No caso em estudo é possível encontrar concelhos com uma grande área e poucos clientes e outros menores mas com uma grande concentração de clientes e componentes do sistema de energia.

4.7 - Número de Avarias Esperado por Simulação Utilizando o Método de Monte Carlo Cronológico

Um dos indicadores de decisão utilizados pelo algoritmo de decisão para a alocação das equipas de manutenção corretiva é a previsão do número de avarias em cada concelho da área em estudo. O Método de Monte Carlo Cronológico (MCC) faz uma simulação temporal do tempo de vida de cada componente da rede de distribuição de cada concelho. Desta forma é possível prever a probabilidade de ocorrência de avarias em cada ano. Nesta simulação o espaço temporal considerado foi de 25 000 anos. Seguidamente calculou-se a média do número de incidentes por ano e a probabilidade de ocorrer um incidente em cada dia.

O algoritmo de decisão faz a alocação das equipas tentando distribuir de forma equitativa o número de avarias previstas por todas os piquetes. É natural que haja disparidades quanto a esta variável pelo facto de haver variáveis que podem restringir a alocação de concelhos numa zona de operação devido às distancias mínimas permitidas.

Tabela 4.8 - Número de avarias por ano e probabilidade de ocorrência de avarias num dia em cada concelho, simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico.

Concelho	Avarias/Ano	Probabilidade de Ocorrência de Avaria num Dia (%)	Concelho	Avarias/Ano	Probabilidade de Ocorrência de Avaria num Dia (%)
Arganil	377	64,5%	Miranda do Corvo	254	50,2%
Almeida	259	51,1%	Montemor-o-Velho	469	72,0%
Belmonte	172	37,8%	Mortágua	195	40,8%
Cantanhede	811	88,4%	Nelas	321	58,4%
Castanheira de Pêra	91	22,2%	Oleiros	213	43,9%
Castelo Branco	1422	97,7%	Oliveira do Hospital	471	71,8%
Celorico da Beira	223	45,8%	Pampilhosa da Serra	205	43,1%

Coimbra	2821	99,9%	Pedrogão Grande	141	32,3%
Condeixa-a-Nova	289	55,2%	Penacova	301	57,2%
Covilhã	1128	96,3%	Penalva do Castelo	197	41,0%
Figueira da Foz	1542	98,5%	Penamacor	225	46,1%
Figueira de Castelo Rodrigo	208	43,2%	Penedono	96	22,7%
Figueiró dos Vinhos	189	39,8%	Penela	145	32,5%
Fornos de Algodres	150	34,2%	Pinhel	319	57,9%
Fundão	810	89,8%	Proença-a-Nova	266	51,6%
Góis	186	39,7%	Sabugal	531	76,6%
Gouveia	362	62,4%	Seia	618	80,5%
Guarda	1019	94,9%	Sertão	475	72,9%
Idanha-a-Nova	454	71,9%	Soure	402	66,0%
Lousã	376	64,1%	Tábua	316	57,1%
Mangualde	426	69,3%	Trancoso	290	54,8%
Manteigas	79	19,4%	Vila Nova de Foz Côa	251	49,9%
Mealhada	378	63,6%	Vila Nova de Poiares	160	36,4%
Mêda	187	40,1%	Vila Velha de Rodão	138	30,7%
Mira	305	56,4%			

Na Tabela 4.8, está descrito o número de avarias por ano previsto pelo método MCC, em cada concelho. Nesta tabela é também possível visualizar a probabilidade de ocorrer uma ou mais avarias num dia nos respetivos concelhos. Na Tabela B.1 do Anexo B, é possível visualizar todos os dados resultantes da simulação do método de MCC, em cada concelho.

Depois de encontradas todas as variáveis de decisão e de descrito todo o problema em questão. Será efetuado uma primeira alocação das equipas de manutenção corretiva utilizando os parâmetros base encontrados atualmente na área que serve de estudo a esta problemática.

4.8 - Distribuição das Equipas de Manutenção Corretiva

O principal objetivo deste trabalho é estudar a forma como as equipas de manutenção corretiva se devem organizar para otimizar os tempo de reparação da rede de distribuição de energia elétrica. Mas não deixa de ser importante conhecer como é que as equipas de manutenção estão organizadas na área em estudo, e fazer-se comparações com os resultados obtidos para se entender quais os benefícios ou prejuízos que uma nova organização pode trazer, ou mesmo chegar-se à conclusão que a organização atual é a melhor que se pode encontrar.

O caso de estudo possui 20 equipas de manutenção corretiva a operar em 20 zonas de operação diferentes. Na Figura 4.1, é possível visualizar a área geográfica de operação pertencente a cada uma das equipas.

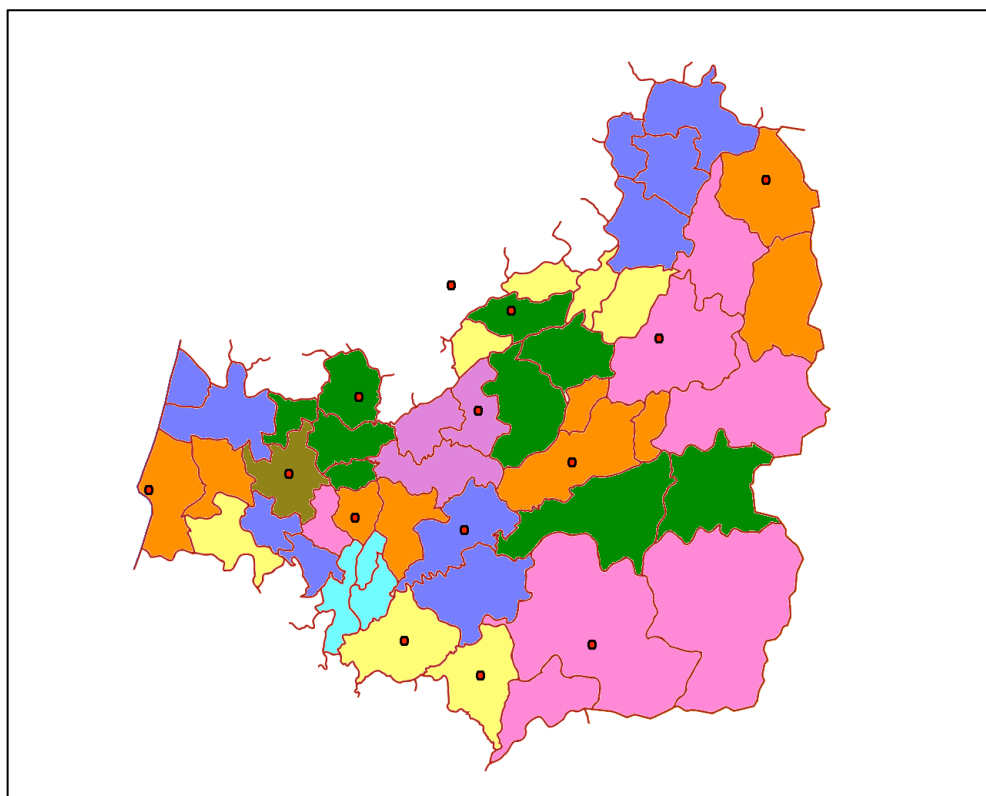


Figura 4.1 - Área de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.

Na Tabela 4.9, está representado de forma discriminada os concelhos que pertencem a cada zona de operação.

Tabela 4.9 - Concelhos e sede pertencentes a cada zona de operação.

Equipa	Sede	Concelhos	Equipa	Sede	Concelhos
PRED068	Figueira da Foz	Cantanhede	PRED013	Oliveira do Hospital	Arganil
		Mira			Oliveira do Hospital
PRED071	Coimbra	Soure			Tábua
PRED088	Figueira da Foz	Figueira da Foz	PRED017	Castelo Branco	Castelo Branco
		Montemor-o-Velho			Idanha-a-Nova
PRED005	Figueira Castelo Rodrigo	Almeida			Vila Velha de Rodão
		Figueira de Castelo Rodrigo	PRED002	Castelo Branco	Fundão
PRED007	Mangualde	Gouveia	PRED034	Coimbra	Vila Nova de Poiares
		Mangualde	PRED055	Lousã	Miranda do Corvo
		Seia			Proença-a-Nova
PRED002	Castelo Branco	Penamacor	PRED056	Proença-a-Nova	Sertã
PRED045	Viseu	Celorico da Beira	PRED081	Sertã	Castanheira de Pêra
		Fornos de Algodres			Figueiró dos Vinhos
		Nelas			Pedrógão Grande
		Penalva do Castelo	PRED064	Pampilhosa da	Oleiros

PRED067	Guarda	Guarda	PRED086	Serra	Pampilhosa da Serra
		Pinhel		Lousã	Góis
		Sabugal			Lousã
PRED044	Guarda	Mêda	PRED034	Coimbra	Mealhada
		Penedono			Mortágua
		Trancoso			Penacova
		Vila Nova de Foz Côa	PRED035	Coimbra	Coimbra
PRED084	Covilhã	Belmonte	PRED040	Coimbra	Condeixa-a-Nova
		Covilhã			Penela
		Manteigas			

4.8.1 - Indicadores de Comparação entre as Equipas de Manutenção Corretiva

Como verificado em 4.6.3, no cálculo dos rácios das avarias em função dos indicadores de decisão, verificou-se que existe uma aproximação entre o número de avarias e os valores do número de clientes, número de postos de transformação e linhas de média tensão.

A área não serve de referência para se prever o número de avarias aproximado, mas é importante para se conhecer o raio de ação das equipas e possíveis distâncias percorridas que influenciarão os tempos de deslocamento. Desta forma a área é um indicador limitador das áreas de operação.

Desta forma é importante conhecer os valores destes indicadores para cada equipa de manutenção para que posteriormente se possa comparar com uma diferente organização das zonas de operação das equipas e consequentes vantagens ou desvantagens.

Tabela 4.10 - Área, nº de clientes, rede de MT (km) e histórico de avarias das zonas de operação de cada equipa.

Equipa	Área (km ²)	nº Clientes	Rede MT (km)	nº Avarias
PRED013	767	35 008	624	2 999
PRED017	3 177	57 071	1545	4 472
PRED002	784	23 639	636	2 064
PRED034	1 035	4 861	376	3 636
PRED064	302	11 221	421	1 369
PRED035	471	90 591	578	9 324
PRED007	797	42 645	678	3 571
PRED056	430	20 810	545	2 328
PRED081	787	12 141	269	1 786
PRED067	665	54 035	1 231	4 706
PRED044	997	22 920	734	2 055
PRED045	1 546	25 516	523	2 267
PRED055	435	7 641	104	904
PRED086	802	16 252	288	1 842
PRED040	260	13 107	218	1 417
PRED068	1 196	33 634	420	3 973
PRED071	823	12 082	211	1 333
PRED088	420	63 381	531	7 741
PRED005	759	12 734	445	1 598
PRED084	797	42 746	555	3 590

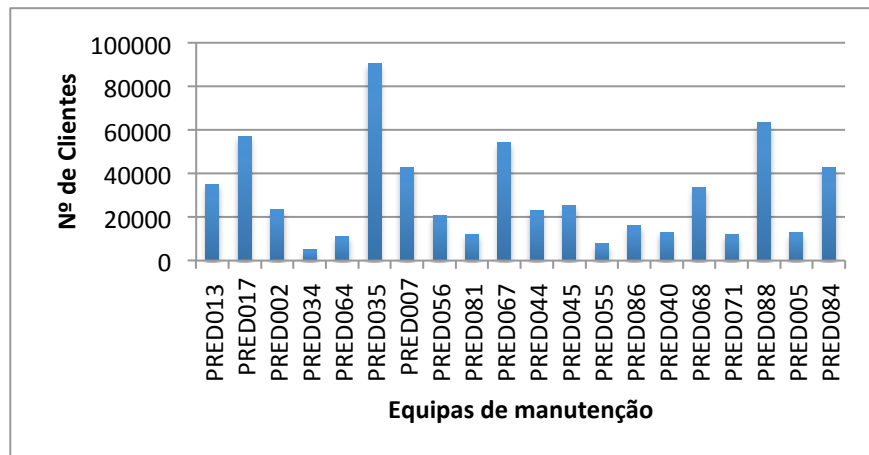


Figura 4.2 - Número de clientes de cada zona de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.

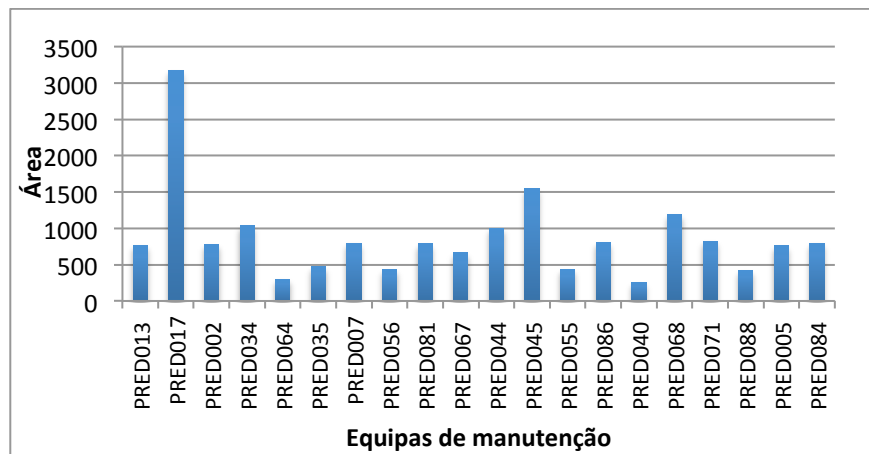


Figura 4.3 - Área (km²) da zona de operação de cada equipa existente no panorama atual do caso de estudo.

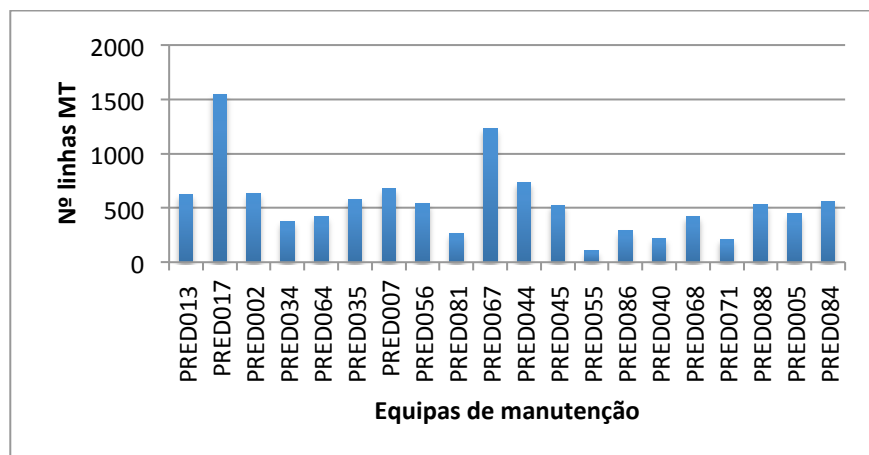


Figura 4.4 - Número de linhas de MT (km) de cada área de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.

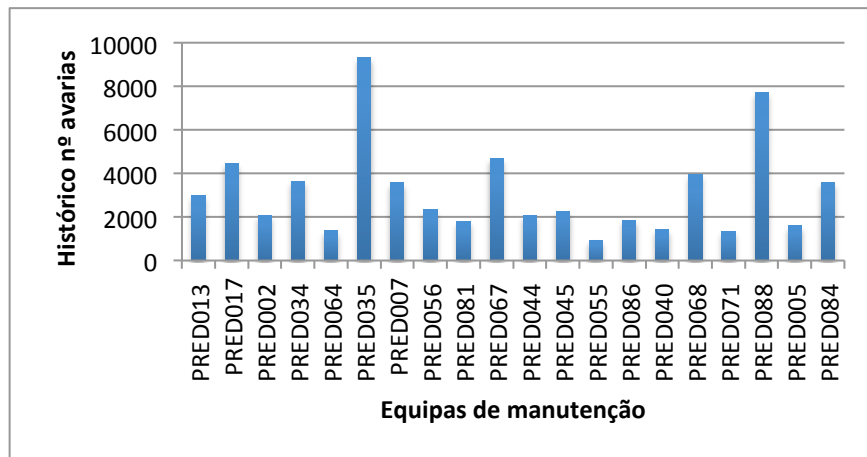


Figura 4.5 - Histórico do número de avarias dos anos 2011, 2012 e 2013 das zonas de operação das equipas existentes no panorama atual do caso de estudo.

Como pode ser visualizado na Tabela 4.10 e nos gráficos das Figura 4.2, Figura 4.3 e Figura 4.4, existe um grande desequilíbrio dos indicadores relativos ao número de clientes e rede de média tensão existentes nas diferentes zonas de operação pertencentes a cada uma das equipas. Este facto é traduzido no gráfico da Figura 4.5, que mostra o histórico de avarias nessas mesmas zonas de operação.

Desta forma é possível verificar que o número total de avarias em toda a área em estudo está distribuído de forma muito pouco homogénea, fazendo com que a carga de trabalho de cada equipa seja diferente, o que pode resultar na não resolução de algumas avarias no limite de tempo esperado por sobrecarga de trabalho.

4.8.2- Nova Organização das Equipas de Manutenção Corretiva Utilizando o Algoritmo de Decisão

Para esta simulação foi considerado a utilização de 20 equipas de manutenção corretiva, tal como utilizado atualmente na área em estudo. As variáveis utilizadas para a otimização são o número médio de avarias simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico, as distâncias entre os diferentes concelhos e a área dos concelhos.

Nesta simulação, e tal como acontece no caso em análise, não haverá mais do que uma equipa de manutenção corretiva a trabalhar no mesmo concelho. O resultado obtido está representado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 - Resultado da alocação das equipas em zonas de operação.

Equipa	Concelhos	Equipa	Concelhos
1	Coimbra	14	Nelas
2	Penamacor		Tábua
	Idanha-a-Nova		Oliveira do Hospital
3	Castelo Branco	15	Arganil
	Vila Velha de Rodão		Góis

4	Fundão		Pampilhosa da Serra
5	Sabugal	16	Lousã
	Belmonte		Figueiró dos Vinhos
6	Guarda		Castanheira de Pêra
7	Figueira da Foz		Pedrogão Grande
8	Cantanhede	17	Oleiros
	Mira		Sertã
9	Montemor-o-Velho		Proença-a-Nova
	Soure	18	Mortágua
10	Covilhã		Penacova
11	Almeida		Mealhada
	Pinhel	19	Vila Nova de Poiares
	Figueira de Castelo Rodrigo		Penela
12	Penedono		Miranda do Corvo
	Mêda		Condeixa-a-Nova
	Vila Nova de Foz Côa	20	Gouveia
	Trancoso		Seia
13	Celorico da Beira		Manteigas
	Fornos de Algodres		
	Penalva do Castelo		
	Mangualde		

De uma forma mais visual, podemos ver a organização geográfica das equipas de trabalho na Figura 4.7.

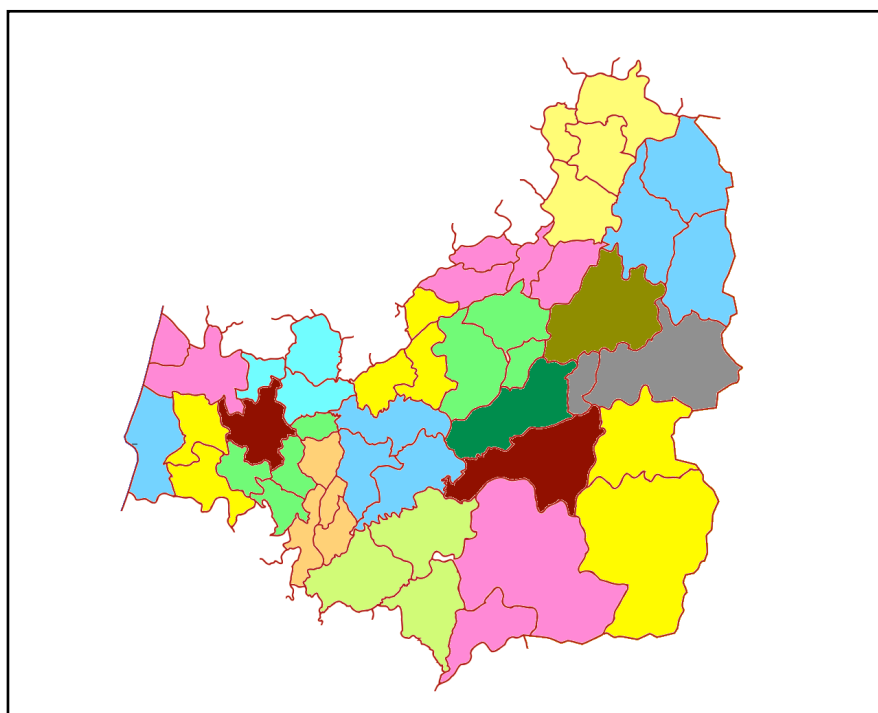


Figura 4.6 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 20 equipas com restrição do número de equipas por concelho.

Assim conhecida a distribuição das equipas de manutenção corretiva na área em estudo, é importante perceber como estas se relacionam com os indicadores do sistema de energia. Nos gráficos das Figuras Figura 4.7, Figura 4.8, Figura 4.9 e Figura 4.10 é possível visualizar os indicadores existentes na zona de operação de cada uma das equipas.

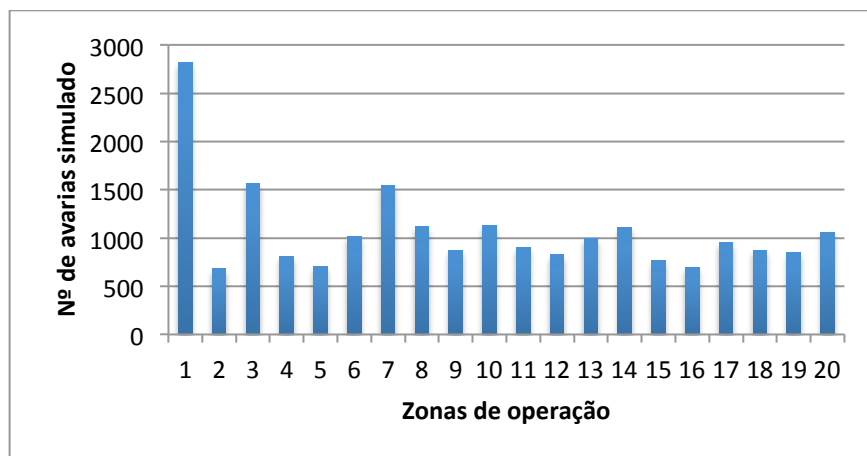


Figura 4.7 - Número de avarias simulado pelo método Monte Carlo Cronológico de cada zona de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.

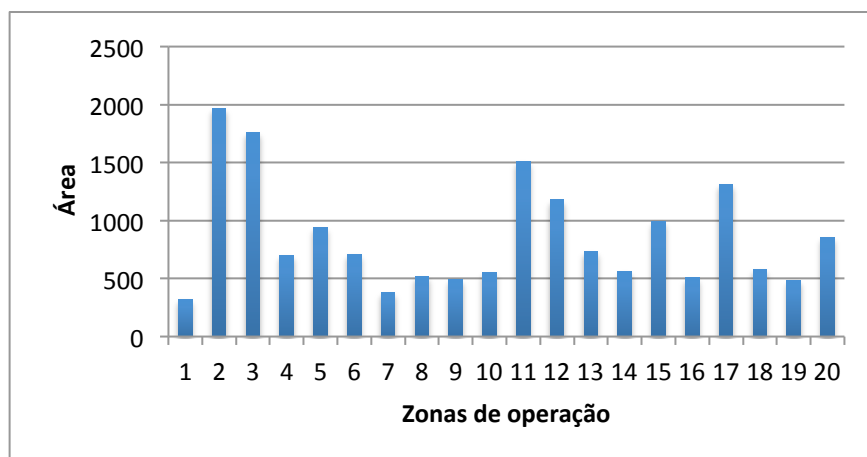


Figura 4.8 - Área das zonas de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.

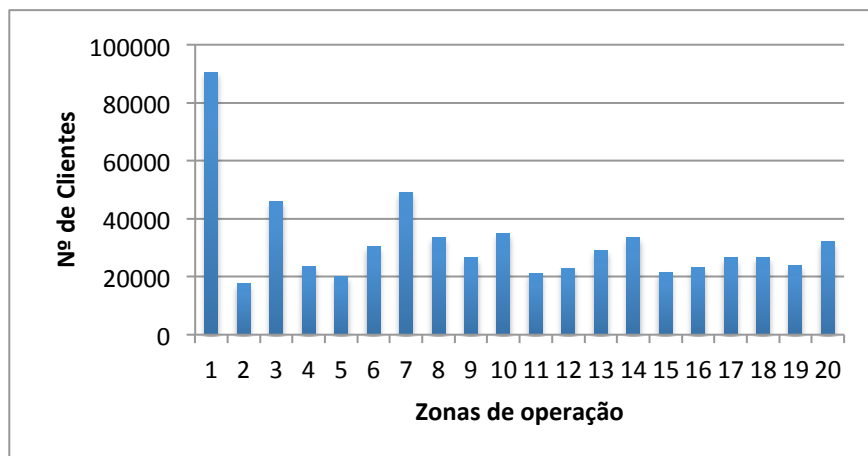


Figura 4.9 - Número de clientes das zonas de operação das equipas alocadas pela simulação com restrição do número de equipas por concelho.

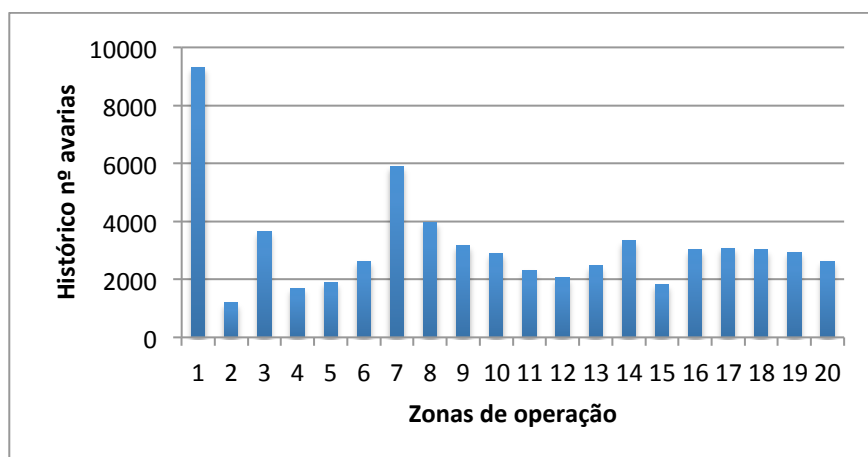


Figura 4.10 - Histórico do número de avarias em cada zona de operação das equipas alocadas na simulação com restrição do número de equipas por concelho.

Visualizando os gráficos anteriores, verifica-se que existe um grande equilíbrio dos indicadores na maioria das equipas. O maior desequilíbrio é provocado pela equipa 1, que pertence ao concelho de Coimbra, justificado pela elevada densidade populacional respetivamente aos restantes concelhos. A elevada densidade populacional do concelho de Coimbra faz com que este concelho tenha também uma maior rede de distribuição e consequentemente um maior número de avarias.

O mesmo princípio que justifica os elevados valores do concelho de Coimbra pode também ser aplicado aos concelhos da Figueira da Foz e de Castelo Branco, apesar de que nestes dois casos o desfasamento em relação às restantes áreas não seja tão elevado.

Outro dado com relevância a ser identificado, é o ocorrido em zonas alocadas que demonstram ter valores reduzidos de número de avarias mas áreas muito elevadas. Isto acontece por haver concelhos com baixa densidade populacional, ou seja, apesar de terem

uma grande área geográfica, não possuem uma rede de distribuição muito alargada por não haver necessidade de alimentar muitas cargas.

Por inspeção, detetou-se que os concelhos com estas características se encontram na região interior, enquanto que a região litoral é mais susceptível a ter concelhos de menor área e com uma maior número de cargas. Este facto, provoca uma maior dificuldade em agregar concelhos com características diferentes para que haja uma distribuição mais homogénea dos indicadores. Os concelhos de Idanha-a-Nova, Penamacor, Sabugal, Almeida ou Figueira de Castelo Rodrigo são um bom exemplo disto.

Por fim, olharemos para o número de avarias ocorrido nos últimos três anos em cada concelho. Ao simular como seria a distribuição do número de avarias do histórico desta região, verificou-se que na maioria dos casos, existe um equilíbrio das avarias entre as equipas.

Os casos em que há uma maior diferença em relação à média geral, são as zonas já identificadas anteriormente. É de ressaltar que a distribuição das equipas foi feita com base na probabilidade de ocorrência de incidentes e não no histórico de avarias. Esta decisão foi tomada tendo em consideração o pequeno número de anos presente no histórico. A ocorrência de fenómenos não esperados, pode levar à inclusão de grandes erros na média de incidentes anual por concelho quando o espaço temporal da amostra é muito curta.

4.8.3 - Comparação do Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva Determinado por Simulação com o Escalonamento Inicial

Depois de estudado como se distribuem as diferentes equipas nas zonas de operação alocadas pelo método proposto. É importante compreender quais os benefícios e prejuízos em relação à situação atual. Para se efetuar esta comparação, foram calculados os desvios totais dos indicadores presentes em cada uma das equipas em relação à média de cada indicador.

Sabendo de antemão que o número de equipas em ambos os casos são iguais, os desvios presentes indicam se a nova distribuição das equipas provocou uma otimização dos recursos. Ou seja, partindo do princípio que todas as equipas operam de forma idêntica, se houver uma melhor distribuição das equipas em função das avarias, também haverá uma diminuição dos tempos de reparação.

Este pressuposto tem como base o facto de que havendo uma distribuição mais equitativa das avarias pelas equipas de trabalho, haverá uma menor probabilidade de uma equipa ter uma sobrecarga de avarias. Esta sobrecarga de avarias provoca um aumento do tempo de reparação das mesmas por indisponibilidade de meios humanos.

Os valores dos desfasamentos sobre o número de avarias simuladas pelo algoritmo de Monte Carlo Cronológico, número de clientes, área e histórico da ocorrência das avarias da

distribuição atual do caso em estudo e da nova alocação das equipas pode ser comparado nos gráficos das Figuras Figura 4.11, Figura 4.12, Figura 4.13 e Figura 4.14.

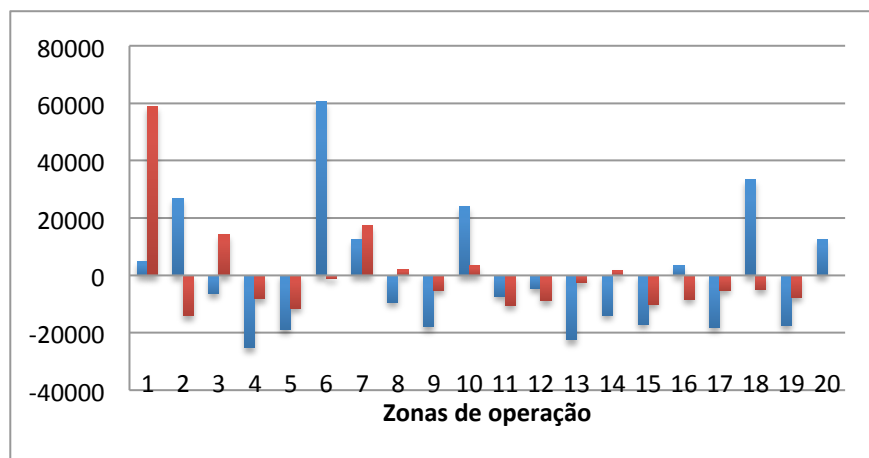


Figura 4.11 - Desfasamento dos valores do número de clientes em relação à média total de cada equipa. A azul o caso atual e a vermelho a simulação.

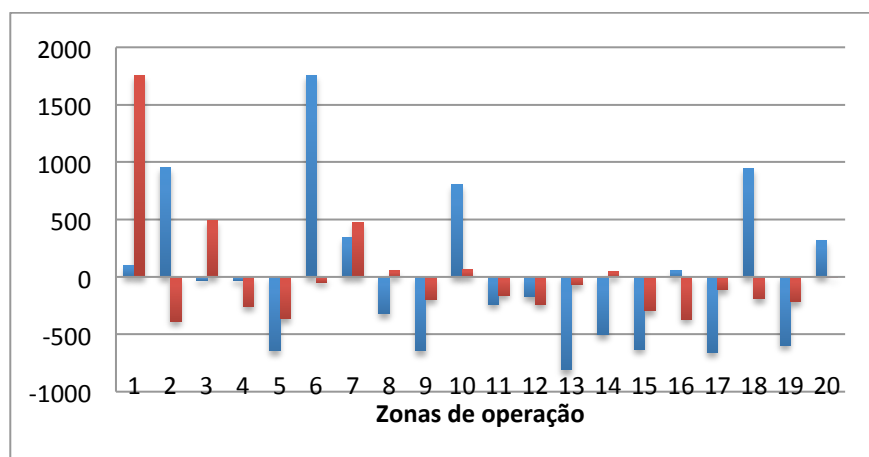


Figura 4.12 - Desfasamento do número de avarias simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico em cada zona de operação das equipas. A azul está representado a situação atual, a vermelho a simulação.

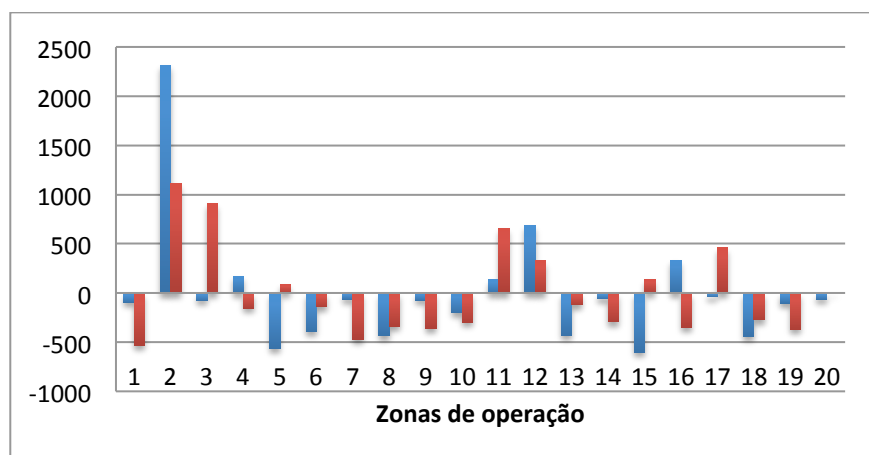


Figura 4.13 - Desfasamento da área em relação à média total das zonas de operação das equipas. A azul o caso atual e a vermelho a simulação.

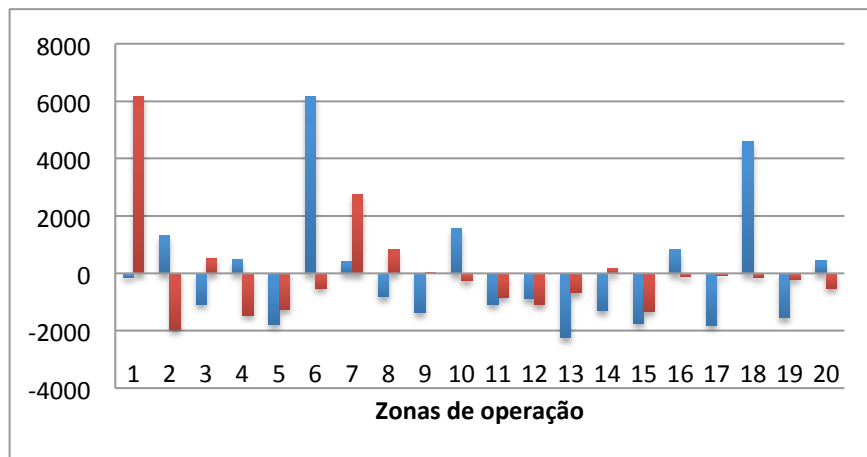


Figura 4.14 - Desfasamento do número de avarias do histórico em relação à média total das zonas de operação das equipas. O azul representa o caso atual e o vermelho a simulação.

Tabela 4.12 - Somatório dos valores absolutos dos desvios dos indicadores referentes às zonas de operação de cada equipa do caso atual e da simulação.

	Avarias	Área	Clientes	Histórico
Atual	10 549	7 277	356 594	31 646
Simulação	5 781	7 402	196 093	20 917

Como representado nos gráficos anteriores e sintetizado na Tabela 4.12, verifica-se que existe uma melhor distribuição das equipas de manutenção corretiva face à distribuição atual, segundo os indicadores do número de clientes, número de avarias resultante da simulação do algoritmo de Monte Carlo e histórico de avarias ocorrido.

O somatório do valor absoluto dos desvios dos indicadores pertencentes a cada zona de operação das diferentes equipas, mostra que existe uma grande vantagem na utilização da organização encontrada pelo algoritmo evolucionário. Comparando esses valores, no que concerne ao número de avarias simulado pelo MCC o panorama atual apresenta um valor que é quase duas vezes superior face à nova estratégia.

Os valores dos desvios do histórico de avarias e do número de clientes evidência o mesmo comportamento anterior. A realidade atual possui desvios superiores em 82% no número de clientes e superiores em 51% no que toca ao histórico de avarias.

Já no que respeita à área, existe um grande equilíbrio entre as duas estratégias, este pode ser explicado pelo facto da área ser uma variável de restrição e não de otimização. Ou seja, não há o objetivo de otimizar a distribuição em função da área, esta é apenas uma variável que limita o tamanho das zonas de operação para que não seja ultrapassada a distância máxima a ser percorrida pelas equipas.

4.9 - Resumo

No Capítulo 4 é apresentado o caso de estudo, ou seja, o sistema utilizado para o estudo sobre a otimização da alocação das equipas de manutenção de forma a minorar os tempos de reparação das avarias no sistema de distribuição de eletricidade.

Nas secções 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 encontram-se descritos todos os indicadores retirados deste caso específico. Nelas estão identificados os diferentes concelhos pertencentes a este caso, assim como os dados referentes aos mesmos, como a área, distâncias entre concelhos e número de clientes.

Na secção 4.5 pode-se encontrar os dados sobre a rede de distribuição presente em cada um dos concelhos. Os dados disponibilizados sobre a rede apenas são referentes ao número de quilómetros das linhas de baixa e média tensão e ao número de transformadores.

Na secção 4.6 está documentado o histórico das avarias em todo o sistema em estudo nos anos de 2011, 2012 e 2013. É também descrito como foram classificados os diferentes tipos de avarias no sistema de distribuição de energia elétrica.

A secção 4.8 mostra o atual panorama de distribuição das equipas de manutenção corretiva. O número de equipas presentes e qual a área de operação de cada uma delas. Nesta secção também se pode visualizar a nova distribuição das equipas de manutenção, utilizando o algoritmo de decisão, e é ainda feita a comparação com a realidade existente.

Capítulo 5

Análise de resultados da variação do número de Equipas de Manutenção Corretiva

O objectivo deste trabalho é o escalonamento das equipas de manutenção corretiva e suas zonas de operação, para otimizar os tempos de reparação das avarias na área em estudo. Para isso foram feitas várias simulações utilizando premissas diferentes. O objetivo é compreender as diferenças entre as diversas estratégias de escalonamento.

As várias opções tomadas nas diferentes simulações incidiram no número de equipas admissíveis a escalonar, o local das sedes das equipas e restrições sobre o número de equipas admissíveis em cada concelho.

Na Secção 4.8.2, foi determinado um escalonamento das equipas de manutenção corretiva utilizando os parâmetros presentes na realidade do caso em estudo. Mas é do máximo interesse saber quais as vantagens em se utilizar um número diferente de equipas. Assim, será efetuado a simulação e estudo do panorama geral alterando o parâmetro do número de equipas a escalonar.

O último parâmetro em análise é o número de equipas admissíveis a operar no mesmo concelho. Utilizando os parâmetros atuais de operação, cada concelho admite apenas uma equipa de manutenção corretiva. Para efeitos de análise em estudo, foram realizadas simulações cumprindo este critério e outras admitindo que mais que uma equipa possa atuar no mesmo concelho.

5.1 - Escalonamento das Equipas de Manutenção Corretiva da Rede de Distribuição de Energia Elétrica

O tempo necessário a uma equipa de manutenção para se deslocar ao local de uma avaria é um fator bastante importante para a determinação dos tempos de reparação de um incidente. Como verificado anteriormente, uma grande área de operação provoca elevados tempos de deslocação no caso de haver dois incidente ocorridos em locais extremos e opostos dessa mesma zona. Uma outra variável que não pode ser desconsiderada é a distância a que os diferentes concelhos pertencentes a uma determinada zona de operação se encontram da sede das equipas.

Na secção 4.8.2 foi considerado para a simulação a utilização de 20 equipas de manutenção. Este número foi escolhido por ser a quantidade de equipas presentes no caso que serviu de base para este estudo. Na secção seguinte será estudado qual o impacto para a redução dos tempos de deslocação caso se aumente o número de equipas de manutenção.

5.1.1 - Análise do Aumento de Equipas de Manutenção com Limitação do Número de Equipas por Concelho

Nesta secção irá ser analisado as vantagens e desvantagens do aumento do número de equipas de manutenção corretiva na reparação da rede de distribuição anteriormente analisada. Desta forma é possível visualizar a evolução do comportamento dos indicadores de comparação entre zonas de operação.

A simulação efetuada para a obtenção do escalonamento das equipas seguiu os mesmos parâmetros do escalonamento em 4.8.2, ou seja, cada concelho apenas pode ter uma equipa a efetuar as reparações das avarias na rede desse concelho. O resultado da alocação das equipas está representado na Tabela 5.1. Na Figura 5.1, é possível visualizar o mapa com a distribuição das zonas de operação utilizando 21 equipas.

Tabela 5.1 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 21 equipas.

Equipa	Concelhos	Equipa	Concelho
1	Coimbra	14	Mangualde
2	Penamacor		Manteigas
	Idanha-a-Nova		Gouveia
3	Castelo Branco	15	Seia
	Vila Velha de Rodão		Nelas
4	Fundão	16	Tábua
5	Sabugal		Oliveira do Hospital
	Belmonte	17	Pampilhosa da Serra
6	Guarda		Arganil
7	Figueira da Foz		Góis
8	Cantanhede	18	Figueiró dos Vinhos
	Mira		Castanheira de Pêra
9	Montemor-o-Velho		Pedrogão Grande
	Soure		Lousã

10	Covilhã	19	Sertã
11	Almeida		Proença-a-Nova
	Pinhel		Oleiros
12	Figueira de Castelo Rodrigo	20	Mortágua
	Penedono		Penacova
	Mêda		Mealhada
	Vila Nova de Foz Côa	21	Penela
13	Trancoso		Miranda do Corvo
	Celorico da Beira		Condeixa-a-Nova
	Fornos de Algodres		Vila Nova de Poiares
	Penalva do Castelo		

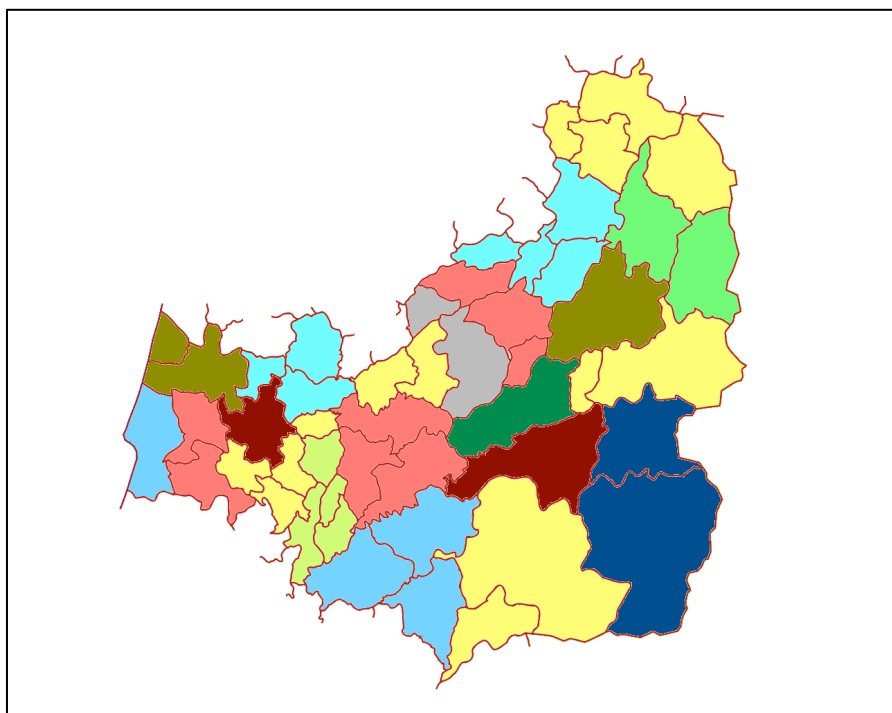


Figura 5.1 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 21 equipas com restrição do número de equipas por concelho.

Para a simulação utilizando 22 equipas de manutenção corretiva foram obtidos os resultados representados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 22 equipas.

Equipas	Concelhos	Equipas	Concelhos
1	Coimbra	14	Mangualde
2	Penamacor		Gouveia
	Idanha-a-Nova	15	Seia
3	Castelo Branco		Manteigas
4	Fundão	16	Nelas
5	Sabugal		Oliveira do Hospital
	Belmonte		Oleiros
6	Guarda	17	Pampilhosa da Serra
7	Figueira da Foz		Góis
8	Cantanhede		Figueiró dos Vinhos
	Mira	18	Castanheira de Pêra
9	Montemor-o-Velho		Pedrogão Grande

	Soure		Lousã
10	Covilhã	19	Arganil
11	Almeida		Vila Nova de Poiares
	Pinhel		Tábua
12	Figueira de Castelo Rodrigo	20	Mortágua
	Penedono		Penacova
	Mêda		Mealhada
	Vila Nova de Foz Côa	21	Penela
13	Trancoso		Miranda do Corvo
	Celorico da Beira		Condeixa-a-Nova
	Fornos de Algodres	22	Sertã
	Penalva do Castelo		Proença-a-Nova
			Vila Velha de Rodão

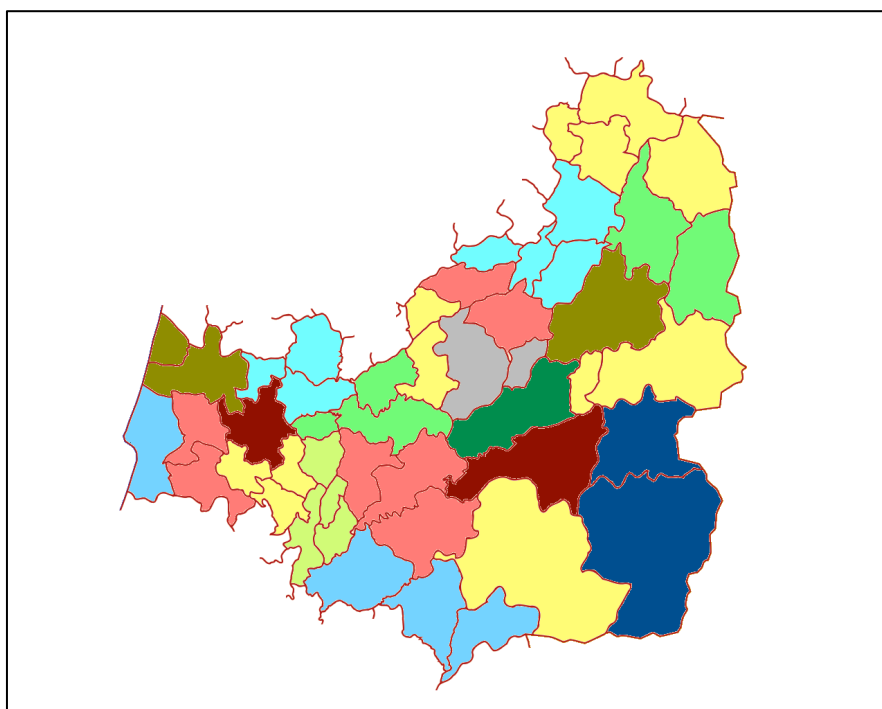


Figura 5.2 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 22 equipas com restrição do número de equipas por concelho.

A comparação entre estes cenários foi feita de forma análoga à efetuada no ponto 4.8.3, ou seja, calculando os desvios dos diferentes indicadores em relação às suas respetivas médias.

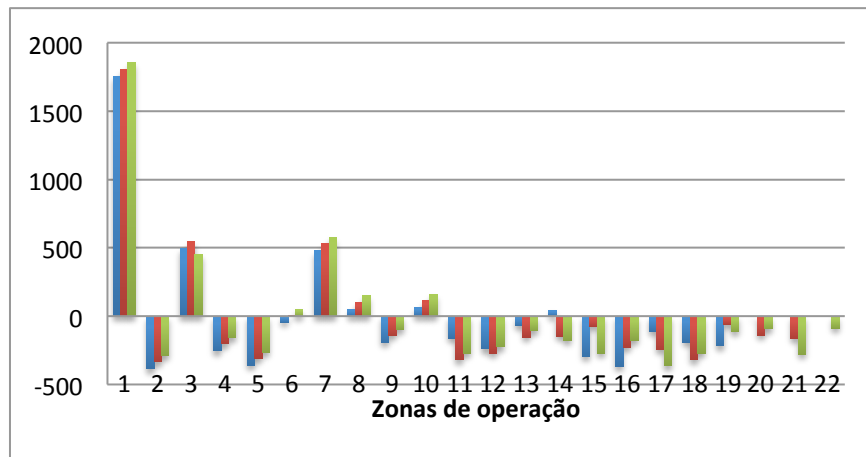


Figura 5.3 - Desfasamento das avarias simuladas pelo método Monte Carlo Cronológico em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

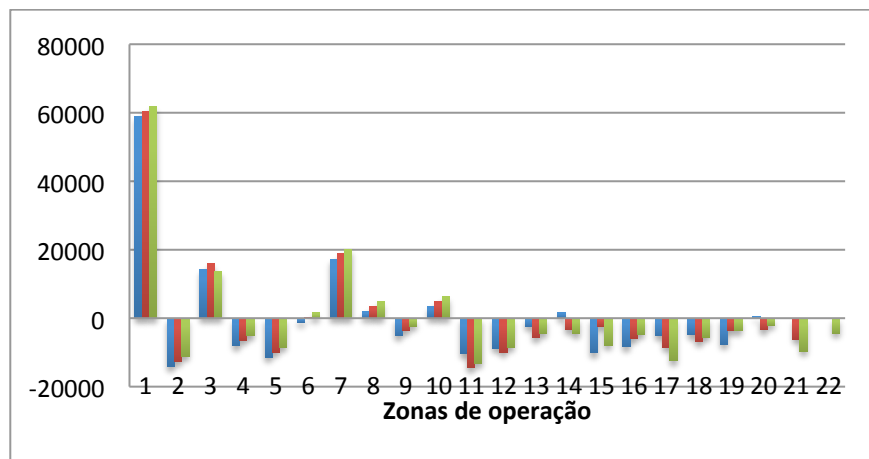


Figura 5.4 - Desfasamento do número de clientes em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

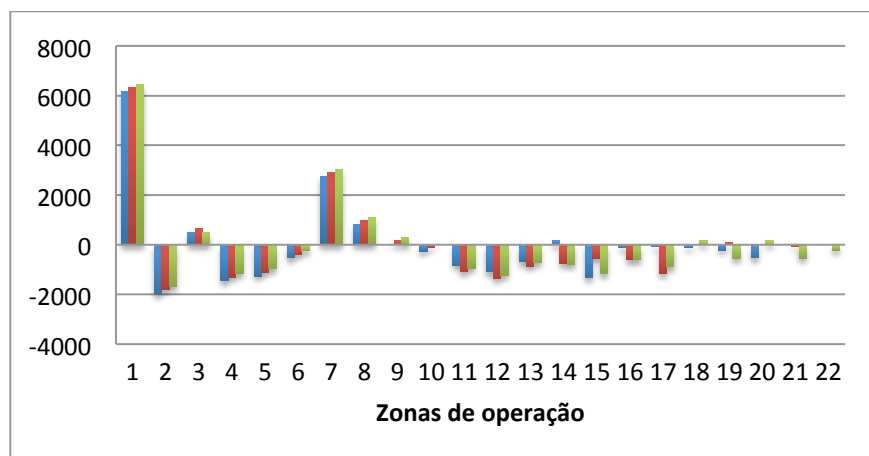


Figura 5.5 - Desfasamento do número de avarias do histórico em relação à média das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

Tabela 5.3 - Somatório dos valores absolutos dos desvios dos indicadores de cada equipa.

	Avarias	Área	Clientes	Histórico
20 Equipas	5 781	7 402	196 093	20 917
21 Equipas	6 211	7 360	207 397	22 299
22 Equipas	6 488	7 285	216 683	23 482

Os dados visualizados nos gráficos das Figura 5.3, Figura 5.4 e Figura 5.5 e sintetizados na Tabela 5.3, demonstram que o aumento do número de equipas não provoca uma melhor distribuição dos incidentes pelas mesmas. A soma total dos índices de comparação indicam que existe um retrocesso da otimização com o aumento do número de equipas. No entanto, não significa que com mais equipas não se obtenha um melhor resultado no tempo de reparação das avarias.

O objetivo da otimização do escalonamento das equipas é distribuir as mesmas por zonas de operação que sejam o mais homogêneas possível quanto ao número de incidentes ocorridos, mas que não ultrapasse as restrições de distância a percorrer. Por inspeção dos valores do número de incidentes de cada concelho da Tabela 4.8, é possível verificar que existe uma grande diferença de valores entre os concelhos. Com a impossibilidade de inserir mais do que uma equipa em cada concelho, o algoritmo irá otimizar apenas as zonas que possuem concelhos com um baixo número de incidentes.

Com o aumento do número de equipas, diminui o valor médio de incidentes a distribuir pelas mesmas. Esta diminuição fará aumentar os desvios dos indicadores de comparação dos concelhos com grande dimensão de rede de distribuição, devido às restrições que os impossibilitam de possuírem mais do que uma equipa de manutenção a operar. Por outro lado, o aumento do número de equipas irá promover a formação de mais zonas com um baixo número de avarias na rede.

Podemos concluir que o aumento de equipas de manutenção apenas promoveu otimizações locais, mas globalmente provocou um aumento da desigualdade do número de incidentes a serem distribuídos por cada equipa. As novas equipas inseridas foram impossibilitadas de melhorar as zonas com maiores necessidades de assistência da rede de distribuição.

5.1.2 - Análise do Aumento de Equipas de Manutenção sem Limitação do Número de Equipas por Concelho

A elação retirada em 5.1.1, foi que o aumento do número de equipas de manutenção corretiva quando existe restrição do número de equipas por concelho, não provoca uma otimização global da distribuição das avarias pelas mesmas.

Neste ponto será estudado como se comporta o sistema quando esta restrição deixa de existir. Nas Tabela 5.4 e Tabela 5.5, estão representadas as alocações das equipas utilizando 21 e 22 equipas, respetivamente, não havendo limite do número de equipas por concelho.

Tabela 5.4 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 21 equipas e sem restrição do número de equipas por concelho.

Equipas	Concelhos	Equipas	Concelhos
1, 2	Coimbra	15	Nelas
3	Penamacor		Tábua
	Idanha-a-Nova		Oliveira do Hospital
4	Castelo Branco	16	Arganil
	Vila Velha de Rodão		Góis
5	Fundão		Pampilhosa da Serra
6	Sabugal	17	Lousã
	Belmonte		Figueiró dos Vinhos
7	Guarda		Castanheira de Pera
8	Figueira da Foz		Pedrogão Grande
9	Cantanhede	18	Oleiros
	Mira		Sertã
10	Montemor-o-Velho		Proença-a-Nova
	Soure	19	Mortágua
11	Covilhã		Penacova
12	Almeida		Mealhada
	Pinhel	20	Vila Nova de Poiares
	Figueira de Castelo Rodrigo		Penela
13	Penedono		Miranda do Corvo
	Mêda		Condeixa-a-Nova
	Vila Nova de Foz Côa	21	Celorico da Beira
	Trancoso		Fornos de Algodres
14	Gouveia		Penalva do Castelo
	Seia		Mangualde
	Manteigas		

Tabela 5.5 - Equipas e sua zona de operação para a simulação utilizando 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho.

Equipas	Concelhos	Equipas	Concelhos
1, 2	Coimbra	16	Nelas
3	Penamacor		Tábua
	Idanha-a-Nova		Oliveira do Hospital
4, 5	Castelo Branco	17	Arganil
	Vila Velha de Rodão		Góis
6	Fundão		Pampilhosa da Serra
7	Sabugal	18	Lousã
	Belmonte		Figueiró dos Vinhos
8	Guarda		Castanheira de Pera
9	Figueira da Foz		Pedrogão Grande
10	Cantanhede	19	Oleiros
	Mira		Sertã
11	Montemor-o-Velho		Proença-a-Nova
	Soure	20	Mortágua
12	Covilhã		Penacova
13	Almeida		Mealhada
	Pinhel	21	Vila Nova de Poiares
	Figueira de Castelo Rodrigo		Penela
14	Penedono		Miranda do Corvo

15	Mêda	22	Condeixa -a-Nova
	Vila Nova de Foz Côa		Celorico da Beira
	Trancoso		Fornos de Algodres
	Gouveia		Penalva do Castelo
	Seia		Mangualde
	Manteigas		

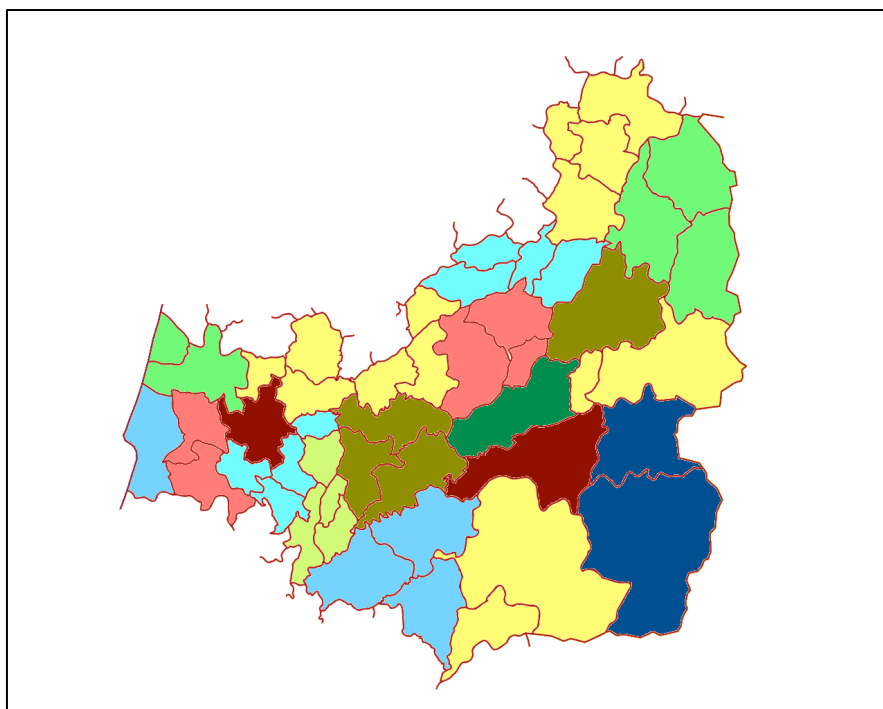


Figura 5.6 - Mapa com a identificação das equipas alocadas pela simulação utilizando 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho.

Ao analisar as Tabelas Tabela 5.4 e Tabela 5.5, verifica-se que o aumento do número de equipas não alterou a organização das zonas de operação de cada uma das equipas de manutenção. As alterações aconteceram apenas no número de equipas a operar em determinadas zonas.

É de salientar que apesar de não haver diferença no número e organização de zonas de operação, nestes dois casos em estudo, também não existe alteração da organização das zonas em relação à primeira alocação utilizando 20 equipas de manutenção com restrição do número de equipas por concelho.

Este facto comprova o porquê de não ter havido uma melhoria global no comportamento do sistema aquando do aumento do número de equipas de manutenção com restrição do número de equipas por concelho. A restrição do número de equipas a operar em cada concelho pode levar à não alocação de equipas de manutenção em locais com necessidade de um maior número de operacionais.

No caso em que se utilizam 21 equipas, a zona de operação formada pelo concelho de Coimbra passa a ser operada por duas equipas. Quando se utiliza 22 equipas, o concelho de Coimbra continua a possuir duas equipas e a zona de operação constituída pelos concelhos de

Castelo Branco e Vila Velha de Rodão passa também a ser operada por duas equipas. Estas são as zonas de operação com o maior número de incidentes registados em todo o sistema.

Encontrados os novos resultados provocado pelas alterações da restrição do número de equipas por concelho, segue-se a comparação com o resultado da simulação de secção 4.8.2.

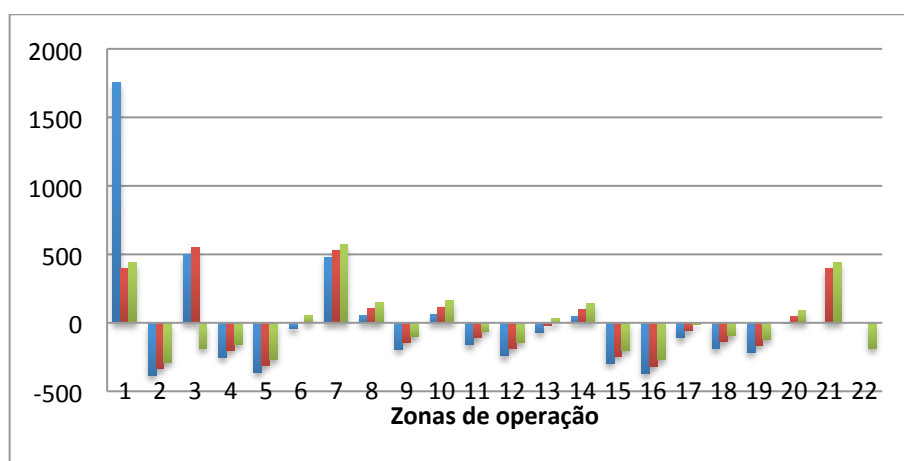


Figura 5.7 - Desfasamento do número de avarias simulado pelo método de Monte Carlo Cronológico em relação à média, das zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

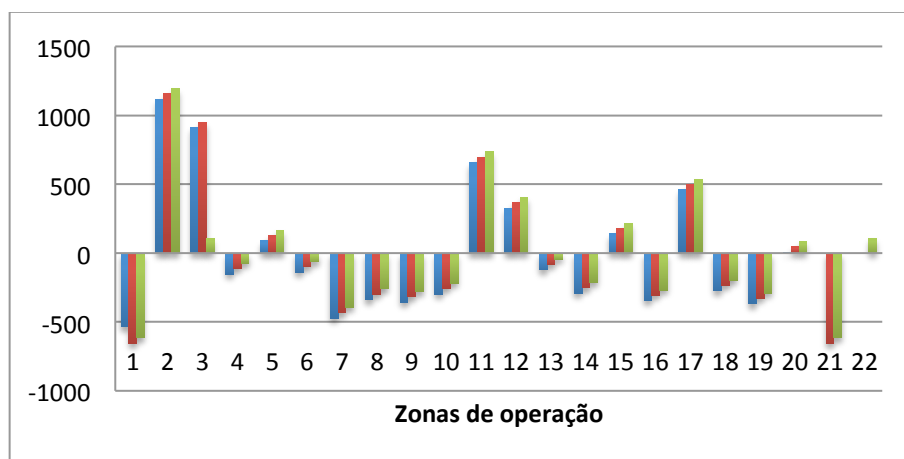


Figura 5.8- Desfasamento da área em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

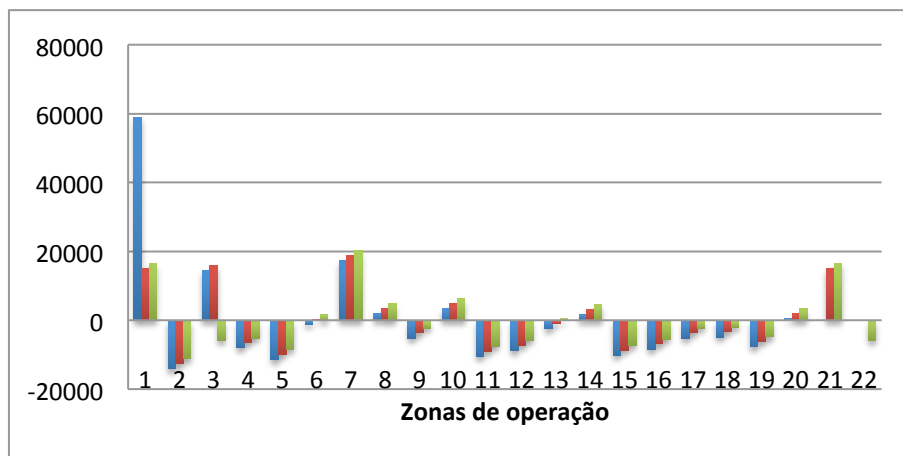


Figura 5.9 - Desfasamento do número de clientes em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

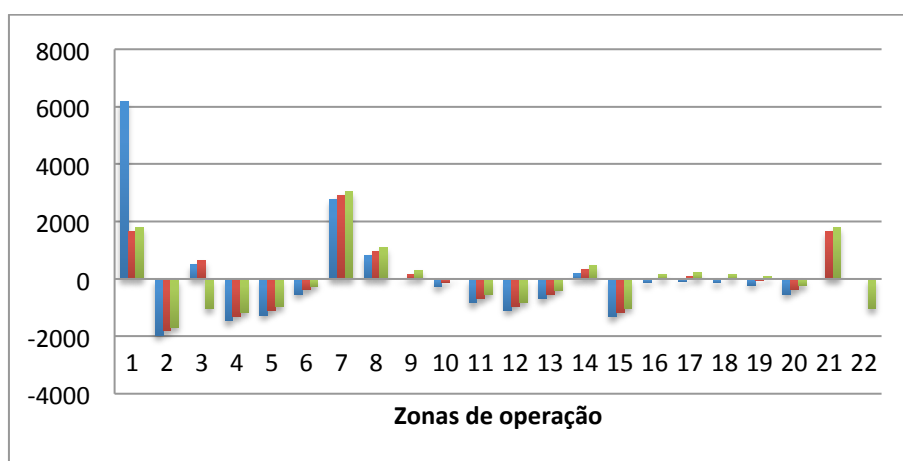


Figura 5.10 - Desfasamento do histórico de avarias em relação à média, nas zonas de operação das equipas simuladas para 20, 21 e 22 equipas sem restrição do número de equipas por concelho. A azul 20 equipas, Vermelho 21 equipas e verde 22 equipas.

Tabela 5.6 - Somatório do valor absoluto dos desvios dos indicadores das simulações sem restrição do número de equipas por concelho.

	Avarias	Área	Clientes	Histórico
20 Equipas	5 781	7 402	196 093	20 917
21 Equipas	4 465	8 052	157 435	16 963
22 Equipas	4 166	7 092	148 508	18 307

Quando comparados os valores dos desvios dos indicadores de cada zona operacional com a média total de cada indicador por número de equipas, concluímos que existe uma grande melhoria no sistema com o aumento do número de equipas. Ao permitir a existência de mais do que uma equipa de manutenção por concelho, foi aberta a possibilidade das novas equipas que reforçam o sistema, integrarem as zonas de operação que mais necessitavam.

O valor total dos desfasamentos do número de avarias ocorridos nos últimos três anos para os três cenários, identificados na Tabela 5.6, sofre uma diminuição quando se utilizam

21 equipas de manutenção, mas volta a aumentar na simulação com 22 equipas. Utilizando os valores dos indicadores sobre a extensão da rede de distribuição e a probabilidade de ocorrência de avaria simulado pelo método de MCC, era expectável que esta segunda equipa fosse integrada na zona de operação constituída pelos concelhos de Castelo Branco e Vila Velha de Rodão, tal como aconteceu.

A justificação para o aumento do desfasamento deste indicador é dada pelo baixo número de avarias ocorridas nessa região nesse período, ao contrário do que seria normal. Como justificado anteriormente, estas variações não esperadas do histórico das avarias são explicados pela pequena amostra disponível. Três anos é uma amostra reduzida para ser possível determinar com alguma precisão o comportamento do número de avarias em função dos parâmetros da rede.

5.2 - Determinação da Sede das Equipas

O local onde se situa a sede das equipas de manutenção corretiva é uma variável importante que pode refletir um aumento dos tempos de deslocação das equipas até ao local da avaria.

Para se determinar em que concelho se localizará a sede das equipas de cada zona de operação, foi aplicada uma fórmula análoga à que se utiliza para o cálculo do centro de carga. Nesta fórmula é utilizado o valor do número de avarias simulado pelo método de MCC e as distâncias ao centro de cada concelho. Esta fórmula está descrita na Equação (5.1).

$$Local\ da\ sede = \frac{\sum(n^{\circ}\ avarias \times distancia)}{\sum distancia} \quad (5.1)$$

Assim, para o caso geral determinado na alínea 4.8.2, na Tabela 5.7 é possível visualizar a localização das sedes de cada zona de operação.

Tabela 5.7 - Sede e zona de operação de cada equipa.

Sede	Equipas	Concelhos	Sede	Equipas	Concelhos
Coimbra	1	Coimbra	Oliveira do Hospital	14	Nelas
Idanha-a-Nova	2	Penamacor Idanha-a-Nova			Tábua
					Oliveira do Hospital
Castelo Branco	3	Castelo Branco	Arganil	15	Arganil
		Vila Velha de Rodão			Góis
Fundão	4	Fundão			Pampilhosa da Serra
Sabugal	5	Sabugal	Castanheira de Pêra	16	Lousã
		Belmonte			Figueiró dos Vinhos
Guarda	6	Guarda			Castanheira de Pêra
Figueira da Foz	7	Figueira da Foz			Pedrogão

					Grande
Cantanhede	8	Cantanhede	Sertã	17	Oleiros
		Mira			Sertã
Montemor-o-Velho	9	Montemor-o-Velho			Proença-a-Nova
		Soure	Mealhada	18	Mortágua
Covilhã	10	Covilhã			Penacova
		Almeida			Mealhada
Almeida	11	Pinhel	Miranda do Corvo	19	Vila Nova de Poiares
		Figueira de Castelo Rodrigo			Penela
					Miranda do Corvo
Mêda	12	Penedono			Condeixa -a- Nova
		Mêda	Mangualde	13	Celorico da Beira
		Vila Nova de Foz Côa			Fornos de Algodres
		Trancoso			Penalva do Castelo
Seia	20	Gouveia			Mangualde
		Seia			
		Manteigas			

5.3 Resumo

Neste capítulo foram estudadas diferentes estratégias que podem ser utilizadas na decisão para o escalonamento de equipas de manutenção corretiva da rede de distribuição de energia elétrica. Foram utilizadas estratégias em que pode ou não haver permissão para a utilização de mais do que uma equipa de manutenção em cada concelho. É também descrita uma forma para se determinar qual a melhor localização para se situar a sede das equipas de manutenção em cada zona de operação.

Capítulo 6

Conclusões e Perspetivas de Trabalho Futuro

6.1 - Principais Conclusões

Devido a requisitos de qualidade de serviço é importante evitar que haja indisponibilidade no fornecimento de energia aos clientes do sistema de energia. Por isso, quando ocorre um incidente na rede de distribuição é importante que este seja reparado o mais rápido possível. Uma das variáveis que influênciam o tempo de reparação é o tempo necessário da deslocação ao local da avaria.

No estudo da rede de distribuição de energia é importante identificar as características que sejam um indicador sobre a probabilidade de ocorrência de avarias. Dentro destas características os indicadores mais importantes são o número de clientes, a extensão das linhas de MT, BT e o número de postos de transformação. Estes indicadores são essenciais para a utilização de métodos de simulação para a obtenção dos valores da fiabilidade do sistema. Um dos métodos que melhor desempenha esta função é o Monte Carlo Cronológico. É no entanto de salientar que o grau de detalhe da rede e dos seus índices de fiabilidade são de extrema importância para se obter dados que melhor se aproximem da realidade.

No que concerne à organização das equipas de trabalho numa região geográfica, é importante identificar como esta área está dividida. Cada uma destas divisões deverá ser estudada de forma a conhecer-se todos os valores de decisão inerentes às mesmas. Também é fundamental determinar os valores das áreas e distâncias entre subdivisões. Desta forma a alocação das equipas é restringida de forma a evitar deslocações demasiadamente longas que provoquem o não cumprimento dos tempos de reparação pré estabelecidos.

Quando se faz a alocação de equipas de manutenção corretiva é importante identificar as limitações impostas. No caso de haver limitações do número de equipas por subzona (concelho), um aumento do número de equipas a atuar pode não levar a uma melhoria global significativa. Caso haja subzonas com valores de indicadores elevados, é importante permitir a alocação de mais do que uma equipa.

6.2 - Perspetivas de Trabalho Futuro

Neste trabalho foi feito um estudo para se otimizar a alocação das equipas de manutenção corretiva para a diminuição dos tempos de reparação da rede de distribuição de energia elétrica. Para a elaboração do algoritmo de otimização foram retirados dados do sistema em estudo, para o apoio à decisão.

Numa perspetiva futura é possível encontrar alguns pontos deste trabalho que podem ser estudados de forma a otimizar ainda mais este método. Entre estes pontos encontram-se as simplificações feitas à rede de distribuição. Uma análise com menos simplificações consegue aproximar ainda mais o método Monte Carlo Cronológico à realidade.

Um outro ponto que pode ser estudado são as infraestruturas rodoviárias e as condições geológicas da região. As distâncias entre concelhos não representam de forma linear o tempo de deslocação entre os mesmos. O tipo de estradas e as formações geológicas como montanhas ou rios, podem provocar um aumento acentuado do tempo necessário ao deslocamento.

No que concerne às equipas de manutenção, seria importante estudar a quantidade de reparações que de uma forma normal uma equipa consegue executar. Seria também interessante compreender o custo que é despendido por cada equipa e qual o custo proveniente da não reparação de uma avaria dentro dos valores de tempo padrão.

Referências

- [1] “Regulamento da Qualidade de Serviço, Diário da República Despacho n.º 5255/2006, 8 de Março 2006.”
- [2] “ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.” [Online]. Available: <http://www.erse.pt> -> Início -> Eletricidade Acedido em 02 de Abril de 2014.
- [3] “ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos..” [Online]. Available: <http://www.erse.pt> -> Início -> A ERSE Acedido em 02 de Abril de 2014
- [4] *Diário da República, 2ª série*. nº232, 29 nov/2013, pp. 34814-34900.
- [5] “ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.” Regulamento de Qualidade de Serviço. Disponível em www.erse.pt -> aerse. Acedido em 02-Abr-2014
- [6] Obrigações dos distribuidores, Humberto Jorge. (2005 - 2006, comercializadores no abastecimento energético aos seus clientes. Available: http://lge.deec.uc.pt/ensino/QE/Docs/IIR_Total_Energy_Hjorge.doc Acedido em 5 de Maio de 2014
- [7] F. Oliveira, H. Torre, and J. Almeida, “Qualidade da Energia,” in *Gestão de energia elétrica*, ed. Universidade de Coimbra, Faculdade de Ciências e Tecnologia, 2004.
- [8] EDP, “CADERNO DE ENCARGOS - CONDIÇÕES GERAIS DO CONTRATO ANEXO VIII,” 2010.
- [9] EDP Energia, “Clientes Prioritários” [Online]. Available: [http://www.edp.pt/pt. ->Qualidade de Serviço -> Natureza Comercial -> Clientes com necessidades especiais e Clientes prioritários](http://www.edp.pt/pt.->Qualidade%20de%20Servi%C3%A7o%20-%20Natureza%20Comercial%20-%20Clientes%20com%20necessidades%20especiais%20e%20Clientes%20priorit%C3%A1rios) em 21 de Abril de 2014.
- [10] F. M. Barbosa, “ANÁLISE DA FIABILIDADE DA REDE DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO,” FEUP 2013. [Online] Available: www.fe.up.pt -> Cursos -> Mestrado Integrado -> Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores -> Plano de Estudo Oficial -> Redes de Transporte e Distribuição -> Conteúdos Acedido em 13 de Abril de 2014
- [11] R. Billinton and R. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2nd ed. New York, 1996.
- [12] R. Billinton and W. Li, *Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York, 1994.
- [13] W. Li, *Risk Assessment of Power SYSTEMS*, 1st ed. 2005.

- [14] Y. Ou and L. Goel, "Using Monte Carlo simulation for overall distribution system reliability worth assessment," *IEEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 146, no. 5, p. 535, 1999.
- [15] A. M. Leite da Silva, L. C. de Resende, L. A. da Fonseca Manso, and V. Miranda, "Composite Reliability Assessment Based on Monte Carlo Simulation and Artificial Neural Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 3, pp. 1202-1209, Aug. 2007.
- [16] D. Power and L. Company, "Mathematical Models for Use in the Simulation of Power Generation Outages System Forced-Outage Distributions," vol. 66, 1959.
- [17] C. Marantes, "Reliability Assessment of Very Large Distribution Networks Using the Sequential Monte Carlo Method," University of Manchester, 2005.
- [18] V. Miranda, "MONTE CARLO CRONOLÓGICO OU SEQUENCIAL, 2012" Available: www.fe.up.pt -> Cursos -> Mestrado Integrado -> Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores -> Plano de Estudo Oficial -> Fiabilidade e Planeamento -> Conteudos Acedido em 13 de Abril de 2014.
- [19] V. Miranda and S. Member, "Evolutionary Algorithms with Particle Swarm Movements," pp. 6-21, 2005.
- [20] K. Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques*. 2008.
- [21] "INE - Instituto Nacional de Estatística " Número Clientes de Eletricidade por Concelho. Disponível em www.ine.pt -> Dados Estatísticos -> Indústria e Energia -> Energia -> Consumidores de Eletricidade por Localização Geográfica. Acedido em 3-Abr-2014
- [22] "INE - Instituto Nacional de Estatística " Número Clientes de Eletricidade por Concelho. Disponível em www.ine.pt -> Dados Estatísticos -> Território -> Geografia Física -> Superfície (km²) do território nacional por Localização geográfica. Acedido em 3-Abr-2014
- [23] X. Zhang and E. Gockenbach, "Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 14, no. 5, pp. 1183-1191, Oct. 2007.
- [24] R. Allan and R. Billinton, "CONCEPTS OF DATA FOR ASSESSING THE RELIABILITY OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION EQUIPMENT," *IEEE*, no. 406, pp. 1-6, 1995.

Anexo A

Tabela A.1 - Coordenadas Geográficas do centro dos concelhos.

Concelhos	Coordenadas		Latitude	Longitude
Arganil	40°13'5.66"N	8° 3'12.53"W	40,22629722	7,954538889
Oliveira do Hospital	40°21'36.96"N	7°51'42.50"W	40,36026667	7,861805556
Tábua	40°21'41.00"N	8° 1'43.05"W	40,36138889	8,028625
Castelo Branco	39°48'43.71"N	7°30'16.25"W	39,81214167	7,504513889
Idanha-a-Nova	39°55'30.86"N	7°14'26.45"W	39,95025556	7,064280556
Vila Velha de Rodão	39°39'23.94"N	7°40'12.24"W	39,65665	7,670066667
Fundão	40° 8'12.95"N	7°30'5.77"W	40,13693056	7,501602778
Vila Nova de Poiares	40°12'39.46"N	8°15'32.04"W	40,21096111	8,2589
Miranda do Corvo	40° 5'24.65"N	8°19'43.45"W	40,09018056	8,328736111
Proença-a-Nova	39°45'8.74"N	7°55'16.59"W	39,75242778	7,921275
Sertão	39°48'7.50"N	8° 5'44.07"W	39,80208333	8,095575
Castanheira de Pêra	40° 0'29.03"N	8°12'37.37"W	40,00806389	8,210380556
Figueiró dos Vinhos	39°53'56.97"N	8°16'48.14"W	39,89915833	8,280038889
Pedrogão Grande	39°55'3.82"N	8° 8'43.27"W	39,91772778	8,145352778
Oleiros	39°55'17.66"N	7°54'50.35"W	39,92157222	7,913986111
Pampilhosa da Serra	40° 2'49.81"N	7°56'55.92"W	40,04716944	7,948866667
Góis	40° 9'28.39"N	8° 6'35.52"W	40,15788611	8,109866667
Lousã	40° 6'50.36"N	8°14'34.66"W	40,11398889	8,242961111
Coimbra	40°12'13.87"N	8°24'36.23"W	40,20385278	8,410063889
Mealhada	40°22'44.17"N	8°27'6.13"W	40,37893611	8,451702778
Mortágua	40°23'52.53"N	8°13'57.58"W	40,397925	8,232661111
Penacova	40°16'13.94"N	8°16'49.70"W	40,27053889	8,280472222
Condeixa-a-Nova	40°12'13.87"N	8°24'36.23"W	40,1126	8,497238889
Penela	40° 6'45.36"N	8°29'50.06"W	40,02685278	8,387588889
Cantanhede	40° 1'36.67"N	8°23'15.32"W	40,34684722	8,592325
Mira	40°20'48.65"N	8°35'32.37"W	40,42990278	8,737588889
Soure	40°25'47.65"N	8°44'15.32"W	40,06021944	8,620080556
Figueira da Foz	40° 3'36.79"N	8°37'12.29"W	40,15172222	8,857663889
Montemor-o-Velho	40° 9'6.20"N	8°51'27.59"W	40,23346389	8,649663889
Almeida	40°10'29.58"N	8°40'56.56"W	40,72519167	6,902575
Figueira de Castelo Rodrigo	40°43'30.69"N	6°54'9.27"W	40,89539444	6,963086111
Gouveia	40°53'43.42"N	6°57'47.11"W	40,493425	7,594052778
Mangualde	40°29'36.33"N	7°35'38.59"W	40,60862222	7,766586111
Seia	40°36'31.04"N	7°45'59.71"W	40,373575	7,711297222
Penamacor	40°24'54.74"N	7°42'27.71"W	40,170925	7,170983333
Celorico da Beira	40°10'15.33"N	7°10'15.54"W	40,62997222	7,392425
Fornos de Algodres	40°37'47.90"N	7°23'32.73"W	40,65306944	7,501611111
Nelas	40°37'14.40"N	7°32'22.91"W	40,53920833	7,849188889
Penalva do Castelo	40°32'21.15"N	7°50'57.08"W	40,67699722	7,695811111
Guarda	40°40'37.19"N	7°41'44.92"W	40,53613889	7,267194444
Pinhel	40°32'10.10"N	7°16'1.90"W	40,77236389	7,066988889

Sabugal	40°46'20.51"N	7° 4'1.16"W	40,39190278	6,992716667
Mêda	40°21'3.28"N	7° 5'22.44"W	40,96790278	7,259083333
Penedono	40°58'4.45"N	7°15'32.70"W	40,98957778	7,39485
Trancoso	40°59'22.48"N	7°23'41.46"W	40,77941667	7,347758333
Vila Nova de Foz Côa	40°46'45.90"N	7°20'51.93"W	41,08283889	7,139572222
Belmonte	41° 4'58.22"N	7° 8'22.46"W	40,35868611	7,353497222
Covilhã	40°21'31.27"N	7°21'12.59"W	40,27853056	7,504666667
Manteigas	40°16'42.71"N	7°30'16.80"W	40,40248889	7,535441667

Anexo B

Tabela B.1 - Valores do valor esperado, variância, beta, probabilidade de ocorrência de pelo menos uma avaria num dia e número de avarias previsto por ano em cada concelho .

Concelho	Valor Esperado	Variância	Intervalo de Confiança	Beta	Probabilidade De Ocorrência De Avarias num Dia (%)	Nº de Avarias Previsto por Ano
Arganil	0,64	0,23	[0,63;0,66]	0,015	64,5%	377
Almeida	0,51	0,25	[0,49;0,53]	0,018	51,1%	259
Belmonte	0,38	0,23	[0,36;0,39]	0,020	37,8%	172
Cantanhede	0,88	0,10	[0,87;0,90]	0,009	88,4%	811
Castanheira de Pêra	0,22	0,17	[0,21;0,23]	0,023	22,2%	91
Castelo Branco	0,98	0,02	[0,97;0,98]	0,004	97,7%	1422
Celorico da Beira	0,46	0,25	[0,44;0,47]	0,019	45,8%	223
Coimbra	1,00	0,00	[1,00;1,00]	0,001	99,9%	2821
Condeixa-a-Nova	0,55	0,25	[0,53;0,57]	0,017	55,2%	289
Covilhã	0,96	0,04	[0,95;0,97]	0,005	96,3%	1128
Figueira da Foz	0,98	0,01	[0,98;0,99]	0,003	98,5%	1542
Figueira de Castelo Rodrigo	0,43	0,24	[0,42;0,45]	0,019	43,2%	208
Figueiró dos Vinhos	0,40	0,24	[0,38;0,41]	0,020	39,8%	189
Fornos de Algodres	0,34	0,22	[0,33;0,36]	0,021	34,2%	150
Fundão	0,90	0,09	[0,88;0,91]	0,008	89,8%	810
Góis	0,40	0,24	[0,38;0,41]	0,020	39,7%	186
Gouveia	0,62	0,23	[0,60;0,64]	0,016	62,4%	362
Guarda	0,95	0,05	[0,94;0,96]	0,006	94,9%	1019
Idanha-a-Nova	0,72	0,20	[0,70;0,74]	0,014	71,9%	454
Lousã	0,64	0,23	[0,62;0,66]	0,015	64,1%	376
Mangualde	0,69	0,21	[0,67;0,71]	0,014	69,3%	426
Manteigas	0,19	0,16	[0,19;0,20]	0,023	19,4%	79
Mealhada	0,64	0,23	[0,62;0,66]	0,016	63,6%	378
Mêda	0,40	0,24	[0,39;0,42]	0,020	40,1%	187
Mira	0,56	0,25	[0,55;0,58]	0,017	56,4%	305
Miranda do Corvo	0,50	0,25	[0,48;0,52]	0,018	50,2%	254
Montemor-o-Velho	0,72	0,20	[0,70;0,74]	0,014	72,0%	469
Mortágua	0,41	0,24	[0,39;0,42]	0,020	40,8%	195
Nelas	0,58	0,24	[0,56;0,60]	0,017	58,4%	321
Oleiros	0,44	0,25	[0,42;0,46]	0,019	43,9%	213
Oliveira do Hospital	0,72	0,20	[0,70;0,74]	0,014	71,8%	471
Pampilhosa da Serra	0,43	0,24	[0,41;0,45]	0,019	43,1%	205
Pedrógão Grande	0,32	0,22	[0,31;0,34]	0,021	32,3%	141
Penacova	0,57	0,24	[0,55;0,59]	0,017	57,2%	301
Penalva do Castelo	0,41	0,24	[0,39;0,43]	0,020	41,0%	197
Penamacor	0,46	0,25	[0,44;0,48]	0,019	46,1%	225
Penedono	0,23	0,18	[0,22;0,24]	0,023	22,7%	96
Penela	0,33	0,22	[0,31;0,34]	0,021	32,5%	145
Pinhel	0,58	0,24	[0,56;0,60]	0,017	57,9%	319
Proença-a-Nova	0,52	0,25	[0,50;0,53]	0,018	51,6%	266
Sabugal	0,77	0,18	[0,75;0,79]	0,012	76,6%	531

Seia	0,80	0,16	[0,79;0,82]	0,011	80,5%	618
Sertã	0,73	0,20	[0,71;0,75]	0,013	72,9%	475
Soure	0,66	0,22	[0,64;0,68]	0,015	66,0%	402
Tábua	0,57	0,24	[0,55;0,59]	0,017	57,1%	316
Trancoso	0,55	0,25	[0,53;0,57]	0,017	54,8%	290
Vila Nova de Foz Côa	0,50	0,25	[0,48;0,52]	0,018	49,9%	251
Vila Nova de Poiares	0,36	0,23	[0,35;0,38]	0,021	36,4%	160
Vila Velha de Rodão	0,31	0,21	[0,29;0,32]	0,021	30,7%	138